

# **Universidad Carlos III de Madrid**

## **Escuela Politécnica Superior**

Departamento de Ingeniería Eléctrica



### **Trabajo Fin de Grado**

Grado en Ingeniería Eléctrica

Idioma: Español

*Parque óptimo de generación en España*

Autor: Bruno José Vázquez Dovale

Tutor: Julio Usaola García

Septiembre, 2015

# Resumen

En este trabajo se estudia el parque óptimo de generación español que permita satisfacer de forma eficiente, desde el punto de vista económico y de emisión de  $\text{CO}_2$ , la demanda en un futuro próximo.

Para ello, primero se realiza una descripción de los tipos de mercados eléctricos existentes en Europa, haciendo hincapié en el caso español, y se explica el modelo teórico utilizado para el estudio del parque de generación óptimo.

Posteriormente, se analiza la evolución del parque de generación hasta la actualidad, prestando especial atención a los valores más significativos de los últimos 15 años, y se definen los distintos costes existentes asociados a la producción de energía.

Finalmente, se realiza la optimización del parque de generación con el fin de obtener la composición más eficiente. Los datos de la demanda utilizados para el estudio inicial corresponden a los valores reales del año 2014. Además, también se realizan otras suposiciones que tienen en cuenta los parámetros económicos que más se ven influenciados por la inestabilidad actual, así como las posibles alteraciones de la propia demanda que se pueden producir en el futuro.

# Abstract

The main objective of this project is to study the optimal power generation mix for Spain that would efficiently meet the electricity demand in the near future, both from an economic and environmental point of view.

First of all, a description of the types of electricity markets in Europe is made, placing emphasis on the Spanish case. Furthermore, the theoretical model used for the study of the optimal generation mix is explained.

Subsequently, the evolution of the generation mix up to now is analyzed, focusing on the most significant values of the past fifteen years, and the various costs associated with energy production are determined.

Finally, the optimization of the generation mix is presented, in order to obtain the most efficient composition. Demand data used for the initial study refer to actual figures of 2014. Other assumptions that take into account both the economic parameters most influenced by current instability, and the possible demand fluctuations in the future, are also discussed.

# Índice general

<b>1. Introducción .....</b>	<b>10</b>
1.1. Introducción .....	10
1.2. Objetivos .....	11
1.3. Estructura de la memoria .....	11
1.4. Herramientas utilizadas.....	12
<b>2. Definición del mercado eléctrico europeo y español .....</b>	<b>13</b>
2.1. Introducción .....	13
2.2. Mercado eléctrico europeo.....	14
2.3. Mercado eléctrico español .....	17
2.3.1. Mercado a plazo .....	18
2.3.2 Mercado diario .....	18
2.3.3 Mercado a corto plazo .....	20
<b>3. Parque óptimo de generación .....</b>	<b>22</b>
3.1. Introducción .....	22
3.2. Descripción de la curva de demanda .....	23
3.3. Costes de generación.....	26
3.4. Parque óptimo de generación.....	29
3.4.1. Sistemas en equilibrio .....	30
3.4.2. Efectos que alteran el estado de equilibrio.....	33
3.4.2.1. Efectos de la generación hidráulica .....	33
3.4.2.2. Efectos de energías renovables no gestionables en generación.....	35
3.4.2.3. Efectos de la demanda gestionable.....	37
<b>4. Situación en España .....</b>	<b>39</b>
4.1. Introducción .....	39

4.2. Parque de generación .....	41
4.2.1. Evolución .....	41
4.2.2. Situación actual .....	45
4.3. Coste total de la energía y retribución a la generación .....	49
4.3.1. Retribución a la generación.....	49
4.3.2. Costes regulados.....	51
4.4. Pago por capacidad .....	52
4.5. Garantía de suministro .....	56
4.6. Servicio de gestión de demanda de interrumpibilidad.....	57
<b>5. Caso de estudio .....</b>	<b>60</b>
5.1. Curva de demanda y de generación .....	60
5.2. Costes de generación térmica.....	61
5.2.1. Extracción de datos de los costes de las tecnologías térmicas .....	62
5.2.2. Cálculo de costes de generación térmica .....	66
5.2.2.1. Costes variables .....	66
5.2.2.2. Costes fijos .....	67
5.3. Parque óptimo de generación térmica.....	68
5.4. Resultados .....	69
5.4.1. Curva de costes medios de capacidad .....	69
5.4.2. Parques óptimos de generación térmica .....	70
5.4.3. Precios óptimos .....	71
<b>6. Análisis de sensibilidad .....</b>	<b>73</b>
6.1. Tasa de descuento .....	73
6.2. Tipo de cambio .....	75
6.3. Precio de CO <sub>2</sub> .....	78
6.4. Diferencias con la situación actual .....	80



<b>7. Conclusiones.....</b>	<b>86</b>
7.1. Conclusiones.....	86
7.2. Propuesta de mejora.....	89
<b>8. Bibliografía.....</b>	<b>90</b>

# Índice de figuras

<b>Figura 1.</b> Esquema de funcionamiento del mercado diario de OMIE .....	20
<b>Figura 2.</b> Demanda diaria en España el día 15 de Enero de 2014, así como las demandas semanal, mensual y anual a las que pertenece dicha fecha .....	24
<b>Figura 3.</b> Curva monótona de carga en España en el año 2014.....	25
<b>Figura 4.</b> Curva de costes medios de capacidad y de energía .....	28
<b>Figura 5.</b> Curvas de costes medios de capacidad de diferentes centrales.....	29
<b>Figura 6.</b> Formación del precio en un sistema eléctrico.....	30
<b>Figura 7.</b> Situación de equilibrio .....	32
<b>Figura 8.</b> Precio de la energía en el sistema en equilibrio .....	32
<b>Figura 9.</b> Curvas monótonas de carga con y sin generación hidráulica .....	34
<b>Figura 10.</b> Efecto de la energía no gestionable sobre la situación de equilibrio .....	35
<b>Figura 11.</b> Situación de equilibrio con generación no gestionable.....	36
<b>Figura 12.</b> Curva de costes medios de capacidad de la demanda gestionable.....	37
<b>Figura 13.</b> Efecto de la demanda gestionable sobre la situación de equilibrio.....	38
<b>Figura 14.</b> Evolución de la potencia instalada peninsular de cada tecnología de generación.....	44
<b>Figura 15.</b> Evolución de la potencia instalada frente a la demanda máxima horaria ....	45
<b>Figura 16.</b> Potencia instalada (MW) en el año 2000 .....	46
<b>Figura 17.</b> Potencia instalada (MW) en el año 2014 .....	47
<b>Figura 18.</b> Demanda peninsular anual en barras de central.....	48
<b>Figura 19.</b> Desglose de los parámetros que componen el precio medio horario final en un periodo anual .....	51
<b>Figura 20.</b> Características y costes de las nuevas centrales de generación de electricidad .....	63
<b>Figura 21.</b> Evolución del tipo de cambio del euro .....	65

<b>Figura 22.</b> Curva de costes medios de capacidad obtenida para el estudio inicial .....	70
<b>Figura 23.</b> Curva de costes medios de capacidad obtenida suponiendo una tasa de descuento del 10% .....	74
<b>Figura 24.</b> Curva de costes medios de capacidad obtenida suponiendo una tipo de cambio menor (1,1\$/€) .....	76
<b>Figura 25.</b> Precios medios finales de la energía en €/MWh .....	77
<b>Figura 26.</b> Curva de costes medios de capacidad obtenida suponiendo bajo precio de CO <sub>2</sub> (5,96 €/tCO <sub>2</sub> ) .....	79
<b>Figura 27.</b> Representación de las horas en las que la generación hidráulica por bombeo marca precio .....	82
<b>Figura 28.</b> Representación de las horas en las que la generación hidráulica normal marca precio .....	83
<b>Figura 29.</b> Representación de las horas en las que las tecnologías de generación renovable marcan precio.....	83
<b>Figura 30.</b> Representación de las horas en las que la generación térmica convencional marca precio .....	84
<b>Figura 31.</b> Representación de las horas en las que la tecnología de ciclo combinado marca precio .....	84
<b>Figura 32.</b> Comparativa de la cantidad de emisiones de CO <sub>2</sub> y del precio medio final de la energía en función de los diferentes estudios realizados y los valores reales del año 2014 .....	87



# Índice de tablas

<b>Tabla 1.</b> Ejemplos de Operadores del Sistema y Operadores del Mercado en Europa .	16
<b>Tabla 2.</b> Evolución de los valores retributivos por incentivo a la inversión .....	54
<b>Tabla 3.</b> Valores retributivos del servicio de disponibilidad de las tecnologías de régimen ordinario .....	56
<b>Tabla 4.</b> Costes variables de las tecnologías de generación estudiadas.....	67
<b>Tabla 5.</b> Costes fijos de las tecnologías de generación estudiadas .....	67
<b>Tabla 6.</b> Comparación de las capacidades real y óptima del año 2014 en MW .....	70
<b>Tabla 7.</b> Potencias instaladas de cada tecnología según el caso de estudio en MW.....	71
<b>Tabla 8.</b> Desglose por casos de estudio de los pagos por capacidad, precios de la energía y precios medios finales en €.....	72
<b>Tabla 9.</b> Potencias instaladas de cada tecnología según el caso de estudio en MW.....	74
<b>Tabla 10.</b> Desglose por casos de estudio de los pagos por capacidad, precios de la energía y precios medios finales en €.....	75
<b>Tabla 11.</b> Potencias instaladas de cada tecnología según el caso de estudio en MW....	76
<b>Tabla 12.</b> Desglose por casos de estudio de los pagos por capacidad, precios de la energía y precios medios finales en €.....	77
<b>Tabla 13.</b> Potencias instaladas de cada tecnología según el caso de estudio en MW....	79
<b>Tabla 14.</b> Desglose por casos de estudio de los pagos por capacidad, precios de la energía y precios medios finales en €.....	80
<b>Tabla 15.</b> Número de horas del año 2014 en las que cada tecnología ha marcado precio y su porcentaje sobre el total del año.....	85

# Capítulo 1

## Introducción

En este primer capítulo se realiza una breve presentación del contexto en el que se enmarca el desarrollo de este trabajo. Posteriormente, se describen los objetivos del mismo y la estructura de la memoria. Por último, se mencionan las herramientas que han sido necesarias para su elaboración.

### 1.1. Introducción

El panorama actual del sector de la generación de energía en España está en uno de los momentos más importantes del pasado más reciente. Durante los últimos veinte años se han producido grandes avances en lo que a las tecnologías de generación renovable respecta.

Sin embargo, ante un momento en el que la mayoría de centrales nucleares y algunas de carbón se encuentran en el final de su vida útil, no se ve a las tecnologías renovables como una posibilidad real de las que depender mayoritariamente para la producción de energía. Su carácter intermitente imposibilita una gestión segura y eficiente del sistema, pero no limita su crecimiento y debería seguir restándole presencia a las tecnologías convencionales con el tiempo.

Ante esta situación es necesario planificar como se va a llevar a cabo la remodelación del parque de generación, principalmente térmico, en un futuro a corto-medio plazo. La principal componente que afecta a la composición del parque térmico son las funciones de coste de cada tipo de central, las cuales son de carácter privado por parte de las empresas propietarias.

A pesar de su confidencialidad, diferentes organismos internacionales han publicado múltiples informes que permiten conocer estimaciones sobre el precio de los mismos. Sin embargo, ciertos parámetros de los que depende el coste son muy sensibles a las variaciones, por lo que la perturbación de uno de estos valores provoca alteraciones en los resultados del coste. Dado que nos encontramos en una época de

gran inestabilidad política y económica, es necesario actualizar los datos más sensibles a estas alteraciones de acuerdo a la situación actual y a las previsiones de futuro a corto plazo.

Por otro lado, es necesario respetar los compromisos adquiridos en el Protocolo de Kioto con el objetivo de reducir el calentamiento global. Con la gran cantidad de emisiones producida por ciertas tecnologías de generación resulta complicado cumplir dichos compromisos. Por ello, se considera que las emisiones de CO<sub>2</sub> son un factor importante a la hora de planificar la remodelación del parque de generación.

## 1.2. Objetivos

El principal objetivo de este trabajo es determinar la composición del parque de generación español que minimice los costes de generación y la cantidad de emisiones en un futuro a corto plazo. Además, se desea conocer la variación del parque óptimo en función de las posibles alteraciones de la carga de demanda y/o la introducción de energías renovables no gestionables. También, se pretende analizar los efectos que pueden producir ciertos parámetros referentes a los costes de generación sobre los resultados óptimos.

## 1.3. Estructura de la memoria

A continuación, se realiza un breve resumen de cada uno de los capítulos que componen la memoria de este trabajo:

- **Capítulo 1:** introducción del contexto en el que se sitúa el desarrollo del trabajo y descripción de los objetivos que se buscan con la realización del mismo.
- **Capítulo 2:** descripción de la evolución de los mercados eléctricos hasta la actualidad y explicación de los distintos modelos existentes en Europa, detallando el funcionamiento del modelo español.
- **Capítulo 3:** definición del modelo teórico utilizado para la obtención del parque óptimo de generación.

- **Capítulo 4:** descripción de la evolución del parque de generación en España y el método de retribución de las actividades eléctricas, detallando el de la generación.
- **Capítulo 5:** cálculo de los costes de generación térmica y análisis de los resultados óptimos obtenidos para los distintos casos supuestos.
- **Capítulo 6:** análisis de sensibilidad de los distintos casos supuestos en función de ciertos parámetros de estudio y explicación de las diferencias existentes entre el modelo teórico y la situación actual.
- **Capítulo 7:** desarrollo de las principales conclusiones del trabajo.

#### 1.4. Herramientas utilizadas

Las herramientas empleadas para la realización de este trabajo han sido las siguientes:

- **Programa técnico de Matlab:** utilizado para la manipulación masiva de datos y el posterior cálculo de los parques óptimos de generación en función de las diferentes hipótesis supuestas.
- **Microsoft Excel:** usado para la elaboración de tablas y gráficos incluidos en la memoria.
- **Microsoft Word:** empleado para la redacción de la memoria.

## Capítulo 2

### Definición del mercado eléctrico europeo y español

En el presente capítulo se describe la evolución de los mercados eléctricos hasta su estado actual; posteriormente, se explican los diferentes modelos existentes en Europa y, por último, se detalla el funcionamiento del mercado español en particular.

La redacción general del capítulo se ha basado sobre las referencias [1], [2] y [3].

#### 2.1. Introducción

El marco regulatorio tradicional del sector eléctrico estaba basado en compañías verticalmente integradas, es decir, que ocupaban todas (o casi todas) las actividades relativas al abastecimiento de energía eléctrica y que eran retribuidas por su coste de servicio. Dichas actividades son las que se describen a continuación:

- **Generación:** actividad mediante la cual se produce energía eléctrica en las centrales generadoras.
- **Transporte:** actividad mediante la cual se transmite la energía desde los centros de producción hasta los centros de consumo en niveles de tensión muy elevadas (Líneas de Alta Tensión).
- **Distribución:** actividad mediante la cual se realiza el suministro de la energía eléctrica a los usuarios finales desde la red de transporte.
- **Comercialización:** actividad que comprende la venta de energía a los usuarios.

En la década de los 90 se dio paso a una visión totalmente diferente, basada en la separación de las actividades que podían llevarse a cabo en régimen de libre mercado de las que debían continuar como monopolios regulados. La liberalización de estas actividades tenía como fin aumentar su eficiencia mediante la introducción de competencia en ellas.

Las actividades de Transporte y Distribución son monopolios naturales<sup>1</sup>, por lo que no puede haber competencia en ellas. Las compañías que realizan estas actividades tienen unos ingresos regulados por ley. Sin embargo, las actividades de Generación y Comercialización sí están sujetas a competencia. Concretamente, las compañías de generación compiten entre sí en el mercado mayorista<sup>2</sup>, mientras que las compañías comercializadoras lo hacen tanto en el mercado mayorista como en el minorista<sup>3</sup>. Las comercializadoras compiten en el mercado mayorista para obtener la energía a un precio más reducido que sus competidoras y, a la vez, compiten en el mercado minorista buscando conseguir más clientes a los que suministrar la energía comprada en el mercado mayorista.

El desarrollo de este tipo de sistema se ha llevado a cabo de forma gradual y diferenciada entre las distintas regiones (países, estados, etc.) hasta llegar a la situación actual. Hoy en día coexisten diferentes tipos de mercados mayoristas que dependen de los modelos de organización que combinen. Estos modelos se pueden distinguir según el sistema de gestión que empleen (mercados con operador único o con un doble operador), la organización temporal que sigan (mercados continuos o discretos), el sistema de pago que utilicen (mercados de precio marginal o de pago según oferta), etc.

## 2.2. Mercado eléctrico europeo

En el mercado eléctrico se puede realizar la compra-venta de energía directamente entre productores y consumidores mediante **contratos bilaterales** (en algunos países como Alemania, Francia y Holanda se basa en la figura del *responsable de equilibrio*<sup>4</sup>) o bien, en una **bolsa de energía** (*pool*). Ambos tipos de transacciones suelen complementarse en un mismo mercado teniendo uno de los dos sistemas mayor peso. Por ejemplo, España e Italia son los dos principales países de Europa que explotan

---

<sup>1</sup> Monopolio natural: tipo de mercado en el cual una única empresa es capaz de cubrir una demanda en un ámbito determinado de forma más eficiente que varias empresas en competencia realizando el mismo servicio [1].

<sup>2</sup> Mercado mayorista: tipo de mercado en el que se negocian grandes cantidades de un producto. Las compañías productoras venden su producto a comercializadores y consumidores cualificados [1].

<sup>3</sup> Mercado minorista: tipo de mercado en el que consumidores no cualificados compran un producto a comercializadores, los cuales han comprado dicho producto previamente en el mercado mayorista [1].

<sup>4</sup> Responsable de equilibrio: Agente que tiene un “perímetro de equilibrio” formado por varias entradas o *inputs* (producción de las centrales propias, importaciones) y salidas u *outputs* (venta a clientes, exportaciones), las cuales tienen que estar compensadas en todo momento (equilibrio). La principal ventaja de este diseño de mercado es la enorme flexibilidad que tienen los agentes para especificar los productos que negocian, permitiendo que cada uno de ellos asuma el riesgo que considere oportuno [2].

en mayor proporción el diseño de *pool* eléctrico; mientras que en Reino Unido y en países de Centroeuropa (Alemania, Francia, Holanda, etc.) este diseño acapara un menor volumen de negocio de energía, dando mayor peso a los contratos bilaterales.

En función de la anticipación con la que se lleva a cabo la compra-venta de energía se pueden diferenciar dos tipos de mercado: **mercado con entrega al contado** (mercado *spot*) y **mercado con entrega a plazo** (mercado *forward*). En el primero el intercambio puede realizarse entre el día previo al suministro y casi el tiempo real en el que se entrega la energía, mientras que en el segundo la compra-venta se lleva a cabo con mayor antelación, entre tres años y dos días antes del suministro.

En lo que a la distribución temporal de los mercados *spot* se refiere, se pueden distinguir dos modelos básicos. El primero corresponde a un **mercado continuo**, en el que las ofertas son presentadas hasta instantes previos al tiempo real. El principal estandarte de este modelo es el Reino Unido. El segundo corresponde a un **mercado discreto**, que se desarrolla en determinados momentos en los cuales los agentes realizan sus ofertas antes de la hora de cierre y se resuelven a partir de las curvas de oferta y demanda agregadas<sup>5</sup> (subastas). Este tipo de mercado es el más común en Europa, donde destacan los países nórdicos (Nordpool), algunos países de Centroeuropa (EPEX) y la península ibérica (OMIE).

Según como se forma el precio de la energía, pueden diferenciarse dos modelos. El primero de ellos es el **modelo “pay as bid”**, en el que los generadores reciben exactamente el precio que han ofertado; mientras que el segundo es el **modelo marginalista**, en el que el cruce de las curvas de oferta y demanda determina el precio de casación o marginal, que es el que reciben todos los generadores casados. Este último es el que se usa en la mayoría de países europeos.

En el mercado eléctrico europeo existen dos elementos importantes de gestión (*Mercado con doble operador*): el **Operador del Mercado** (OM), que se encarga de la coordinación económica; y el **Operador del Sistema** (OS), que se encarga de la gestión técnica de la red. El OM obtiene el precio de la energía a partir de las ofertas de compra-venta de energía que recibe. También obtiene la energía intercambiada, es decir, la energía que debe proporcionar cada suministrador y la que debe recibir cada consumidor. El OS verifica si la planificación de generación realizada por el OM es

---

<sup>5</sup> Curvas de oferta y demanda agregadas: Modelo usado por el Operador del Mercado para determinar el precio marginal del sistema durante el proceso de casación. Este concepto se desarrollará más adelante.

viable desde el punto de vista técnico, y lleva a cabo las rectificaciones necesarias para conseguirlo. Además, debe vigilar en tiempo real la operación de la red con el objetivo de que ésta sea segura en todo momento.

Si bien las funciones de los Operadores del Sistema son parecidas en todos los países de Europa, los márgenes de actuación de los Operadores del Mercado difieren entre los países, ya que dependen del diseño de mercado eléctrico de cada uno. En la siguiente tabla se muestran algunos de los Operadores del Sistema y del Mercado que hay en Europa.

	<b>Operadores del Sistema</b>	<b>Operadores del Mercado</b>
<b>España</b>	Red Eléctrica de España (REE)	OMIE (Spot) OMIP (Plazo)
<b>Portugal</b>	Redes Energéticas Nacionais (REN)	OMIE (Spot) OMIP (Plazo)
<b>Alemania</b>	Amprion, TenneT, 50Hertz Transmission, TransnetBW	EEX Spot (Spot) EEX Power Derivatives (Plazo)
<b>Francia</b>	Réseau de Transport d'Électricité (RTE)	EEX Spot (Spot) EEX Power Derivatives (Plazo)
<b>Holanda</b>	TenneT	APX (Spot) ENDEX (Plazo)
<b>Italia</b>	TERNA	GME (Spot)

**Tabla 1.** Ejemplos de Operadores del Sistema y Operadores del Mercado en Europa

**Fuente:** [2] y elaboración propia.

Aunque el mercado eléctrico ha ido evolucionando de distinta forma en los países miembros de la Unión Europea, existe un marco regulatorio común a nivel europeo, denominado Mercado Interior de la Electricidad, cuyo último fin es el mercado único de energía. El principal elemento que fomenta la integración de los mercados eléctricos son las interconexiones. Para favorecer la integración, se han dispuesto de iniciativas para dar impulso a la armonización regulatoria entre países y los proyectos de acoplamiento de mercado.



## 2.3. Mercado eléctrico español

El mercado español de generación de electricidad está organizado en torno a una secuencia de subastas realizadas en común con el mercado portugués por un Operador del Mercado; y de operaciones técnicas realizadas por un Operador del Sistema propio.

### - EL OPERADOR DEL MERCADO

En los últimos años, se ha ido desarrollando la convergencia de los mercados español y portugués con el fin de obtener un mercado único de energía, el denominado Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL). Con la unión de ambos, se creó un operador único del mercado de la energía, el Operador del Mercado Ibérico (OMI). Debido a la diferencia entre los dos mercados existentes (*spot* y *forward*), fue necesaria la creación (por parte del OMI) de un operador para cada tipo. Por un lado, el operador del mercado de entrega al contado (*spot*) es el Operador del Mercado Ibérico-Polo Español (OMIE), que se encarga de gestionar las casaciones de las ofertas y demandas en el mercado de generación eléctrica ibérico. Por otro lado, el operador del mercado de entrega a plazo (*forward*) es el Operador del Mercado Ibérico-Polo Portugués (OMIP), que se encarga de la gestión de la bolsa de derivados en mercados organizados [4].

### - EL OPERADOR DEL SISTEMA

La compañía Red Eléctrica de España (REE) es la responsable de la red de Transporte y, como Operador del Sistema español, es la encargada de la gestión de la red desde el punto de vista técnico.

El mercado ibérico de energía eléctrica se puede dividir en tres grupos según el horizonte temporal en el que se desarrollen. Cada uno de ellos está formado por mercados más específicos. Dichos grupos son los siguientes:

- **Mercado a plazo:** son los diferentes mercados que se desarrollan en periodos que pueden abarcar desde los tres años hasta los dos días anteriores a que la energía sea generada y consumida.
- **Mercado diario:** es el mercado que se desarrolla el día anterior, justo 24 horas antes, a que se genere y consuma la energía.
- **Mercado a corto plazo:** son los distintos mercados que se desarrollan dentro de las 24 horas previas al instante de la producción y consumo de la energía.

### 2.3.1. Mercado a plazo

Los mercados a plazo desempeñan un papel importante en un mercado liberalizado desarrollado. Cuando no tienen limitaciones significativas respecto a la cantidad de energía de intercambio (mercado *profundo*) y, además, la compraventa de cantidades significativas no altera indebidamente el precio de la energía (mercado *líquido*), permiten a los agentes comerciales gestionar sus riesgos, a la vez que favorecen la competencia en los mercados mayorista y minorista.

Los mercados a plazo de electricidad que se pueden distinguir en la península ibérica son el mercado no organizado de contratos bilaterales, donde se negocian contratos financieros y físicos; y el mercado organizado de futuros eléctricos, gestionado por OMIP. Cada uno de estos mercados está caracterizado por los diferentes grados de organización:

- El **mercado de contratos bilaterales físicos** es un mercado no organizado en el que los agentes compradores (generalmente comercializadores y consumidores finales) y vendedores (principalmente generadores) intercambian bilateralmente contratos basados en sus necesidades.
- El **mercado de contratos bilaterales financiero** (OTC<sup>6</sup>) es otro mercado no organizado en el que los agentes intercambian, mediante intermediarios o *brókers*<sup>7</sup>, contratos con liquidación financiera basados en sus preferencias y sin someterse a reglas de participación/negociación, diferentes de las que ellos mismo imponen.
- El **mercado regulado por OMIP** es un mercado organizado en el que la liquidez es facilitada y asegurada por una serie de instituciones que tienden a reducir los costes de transacción.

### 2.3.2 Mercado diario

En el mercado diario o *pool* se desarrollan todas las transacciones de compraventa de energía que correspondan a la generación y suministro del día siguiente. En él, los agentes del mercado que participen (consumidores cualificados, comercializadores, distribuidores, titulares de los centros de producción, etc.), presentan las ofertas de venta

---

<sup>6</sup> Mercado OTC: Mercado “*over the counter*”, también conocido como mercado extrabursátil [3].

<sup>7</sup> Bróker: Individuo o institución que organiza transacciones entre un comprador y un vendedor, en la que actúa como intermediario y por la que cobra una comisión.

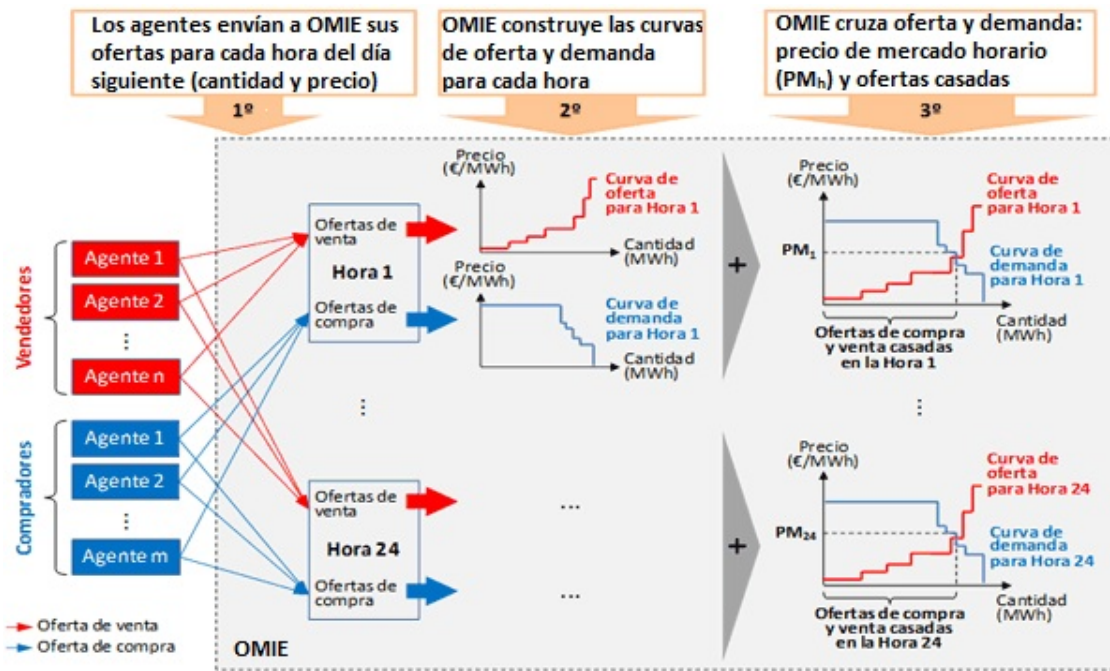
y compra de energía al Operador del Mercado (OMIE) para cada una de las 24 horas del día siguiente.

El mercado eléctrico español está basado en un sistema de precio marginal donde el precio de la energía tiene un único valor que cobran todos los generadores y que pagan todos los compradores. Éste se obtiene a partir de la última oferta de venta aceptada por el OMIE durante la casación. El proceso de casación determina para cada hora del día siguiente las centrales que generarán energía, la cantidad producida por cada una y el precio marginal.

Las ofertas de venta de los productores de energía eléctrica se ordenan de menor a mayor precio creando la curva agregada de oferta o de venta. Sin embargo, las ofertas de compra se ordenan siguiendo el criterio opuesto, es decir, de mayor a menor precio creando la curva agregada de demanda o de compra. El punto donde sendas curvas se cortan marca el precio marginal del proceso de casación. Toda la generación ofertada por debajo del precio marginal es casada con toda la demanda ofertada cuyo precio se sitúa por encima del precio de casación.

Todas las ofertas de venta que han sido casadas cobran al precio marginal de casación, que es pagado por las ofertas de compra casadas, independientemente de los precios que cada una de ellas haya ofrecido.

A continuación, en la Figura 1, se muestra un esquema básico del proceso de casación del mercado diario.



**Figura 1.** Esquema de funcionamiento del mercado diario de OMIE.

**Fuente:** [3] y elaboración propia.

### 2.3.3 Mercado a corto plazo

En el mercado a corto plazo, los generadores y los comercializadores tienen la posibilidad de ajustar sus situaciones comerciales comprando y vendiendo energía. Este reajuste se desarrolla en los mercados intradiarios, que son gestionados por OMIE y cuyo funcionamiento es parecido al del mercado diario. El mercado intradiario se organiza en seis sesiones de programación y permite a los agentes rectificar sus posiciones de compra o venta sobre el programa diario o intradiario anterior.

Para mantener el sistema eléctrico español en equilibrio y dentro de un nivel correcto de seguridad es necesario disponer de una serie de servicios ofrecidos por los generadores a través de varios mercados organizados por REE<sup>8</sup> (OS). Estos mercados de operación buscan corregir los desequilibrios que puedan existir entre generación y demanda, y se distinguen según tres tipos de gestión:

- **Gestión de restricciones técnicas**, donde, tras recibir el resultado del mercado diario de OMIE, se resuelven las congestiones ocasionadas por las limitaciones de la red de transporte y distribución o por los problemas originados en tiempo real.

<sup>8</sup> Red Eléctrica de España describe los métodos de actuación, de carácter técnico e instrumental, necesarios para realizar una adecuada gestión técnica de la red en un documento, llamado Procedimientos de Operación del Sistema, que se encuentra publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE).

- **Gestión de los servicios complementarios**, que son ofrecidos por los generadores y cuyo fin es mantener la seguridad y fiabilidad del suministro en todo momento y resolver los desequilibrios generación-demanda. Existen tres elementos básicos:
  - Regulación primaria: margen de potencia (tanto a subir como a bajar) que deben ser capaces los generadores de variar de forma automática en caso de producirse un desvío de frecuencia con el fin de corregirlo.
  - Regulación secundaria: REE convoca un mercado de reserva secundaria con el fin de disponer de un margen de potencia flexible para resolver automáticamente los desajustes significativos entre generación y demanda.
  - Regulación terciaria: REE convoca un mercado de reserva terciaria con el objetivo de restituir la reserva de regulación secundaria en caso de que ésta sea usada a causa de alguna contingencia.

La regulación primaria es un servicio obligatorio para todos los generadores del sistema eléctrico y no tiene retribución económica. Sin embargo, las regulaciones secundaria y terciaria son servicios voluntarios determinados por mecanismos de mercado y que, por tanto, sí son remunerados<sup>9</sup>.

- **Gestión de desvíos**, que es un mecanismo utilizado por REE para resolver los desajustes entre generación y consumo que puedan aparecer después del cierre de cada sesión de intradiarios. Este servicio solo es convocado en caso de que los desvíos que se produzcan sean superiores a 300 MWh, siendo retribuido y determinado por mecanismos de mercado.

---

<sup>9</sup> En el caso de la regulación terciaria sólo se paga a los generadores que sean utilizados cuando ésta actúe.

# Capítulo 3

## Parque óptimo de generación

En el presente capítulo se define el modelo teórico que se ha aplicado para la optimización del parque de generación y se analiza de forma teórica el efecto que provocan distintas suposiciones sobre un parque óptimo.

Las referencias sobre las que se ha basado la descripción global del capítulo son [6], [7] y [9].

### 3.1. Introducción

El objetivo más importante de cualquier sistema eléctrico es satisfacer la demanda de manera óptima con el fin de lograr la máxima eficiencia posible al mínimo coste en el conjunto del sistema. Esta eficiencia depende directamente de las tecnologías de generación utilizadas y de la cantidad de potencia instalada de cada una de ellas. Las centrales de generación requieren costosas inversiones, llevadas a cabo en largos periodos de tiempo y que, además, resultan difíciles de modificar. Por lo tanto, se necesita tener cierta seguridad en cuanto a su rentabilidad ya que una decisión de este tipo implica riesgos económicos.

En un sistema eléctrico tradicional (centralizado), las decisiones sobre las inversiones se toman a partir de objetivos de seguridad de abastecimiento marcados por la administración, y se llevan a cabo por medio de las entidades responsables de las actividades eléctricas (compañías verticalmente integradas) de forma que el coste global del sistema sea mínimo. Estas decisiones están organizadas conforme a la previsión evolutiva de la red de transporte, con el fin de facilitar el uso de las centrales programadas.

En un marco regulatorio liberalizado, las decisiones son tomadas por los participantes del mercado que planifican las inversiones en generación en función de sus expectativas sobre el precio futuro de la energía. La elección de la tecnología generadora depende de distintos aspectos técnicos y económicos relativos al parque de

generación actual, al estado de la propia tecnología y, fundamentalmente, a la rentabilidad de la inversión.

Según la teoría marginalista, dentro de un entorno regulado liberalizado, la retribución de la energía es suficiente para asegurar el suministro al mínimo precio. Los mecanismos del mercado mantendrían el nivel óptimo de suministro, en función de lo que los consumidores estuvieran dispuestos a pagar por la energía, puesto que darían suficientes incentivos a la inversión. A pesar de esto, los efectos de escala de las inversiones eléctricas hacen que se dude de la eficacia de estos mecanismos para garantizar el suministro a medio plazo, ya que la energía es considerada un bien esencial e insustituible a corto plazo.

Además de la rentabilidad económica a corto plazo, se deben tener en cuenta otros aspectos como el impacto ambiental de cada tecnología o la dependencia energética. Por ello, es necesario diseñar incentivos estables para la inversión que complementen la simple retribución de la energía con el fin de reducir el riesgo de falta de abastecimiento.

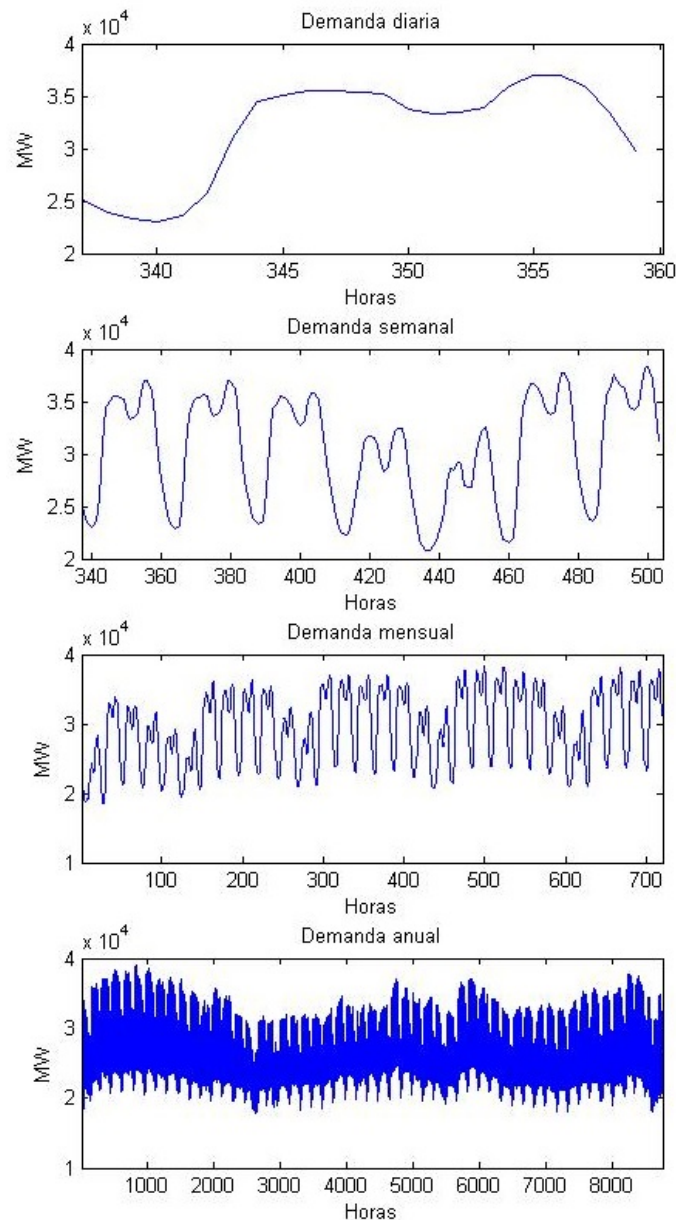
Otra dificultad añadida es la coordinación de decisiones entre las inversiones en la generación, por parte de los agentes del mercado, y el desarrollo de la red de transporte, correspondiente al agente transportista, puesto que una central sin un adecuado acceso a la red de transporte reduciría notablemente su rentabilidad.

### **3.2. Descripción de la curva de demanda**

Debido a que la energía eléctrica no puede ser almacenada en grandes cantidades, es necesario que la producción sea igual a la demanda en todo momento. Además, como la demanda energética no es constante en el tiempo, significa que no todas las centrales están generando siempre, sino que parte de la capacidad instalada no es utilizada todo el tiempo.

A pesar de ser variable en el tiempo, la demanda tiene ciclos periódicos diarios, semanales y anuales que facilitan la programación de la generación. Esta periodicidad está relacionada con la situación geográfica, la jornada laboral, la estacionalidad, la meteorología, etc.





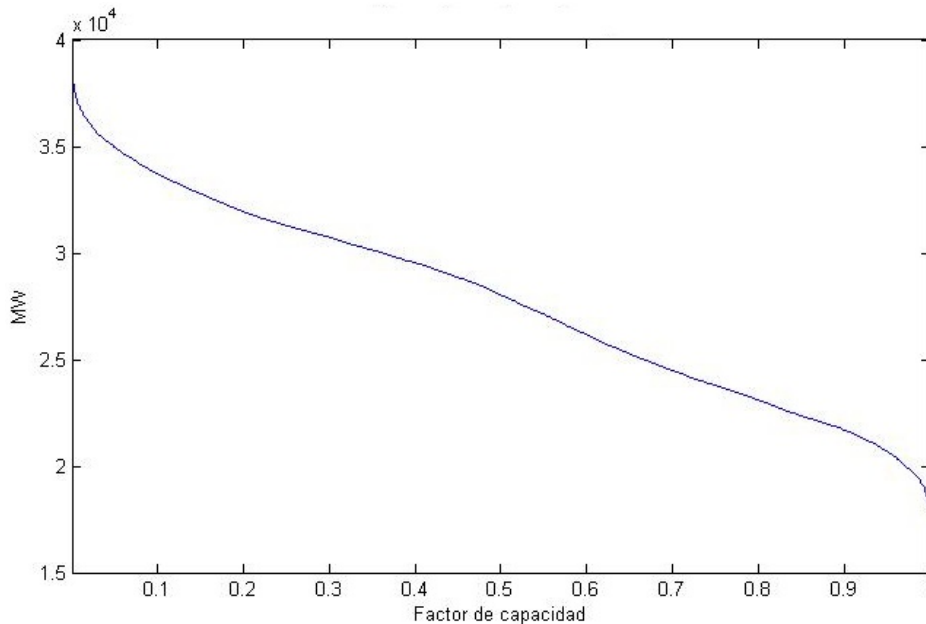
**Figura 2.** Demanda diaria en España el día 15 de Enero de 2014, así como las demandas semanal, mensual y anual a las que pertenece dicha fecha.

**Fuente:** [8] y elaboración propia.

Tradicionalmente, la demanda de energía ha sido descrita por una curva carga-duración, o monótona de carga, que mide el número de horas por año en la que la carga total es igual o superior a un determinado nivel de demanda. Esta se puede realizar ordenando horariamente la demanda anual de mayor a menor valor de carga, siendo la carga horaria máxima la correspondiente a la primera hora y la carga mínima a la última. Normalmente la duración se mide en horas por año, pero, como ambas son medidas de tiempo, realmente es adimensional. Esto significa que la duración se puede expresar como un número puro, una proporción o un porcentaje, y es conocido como



factor de capacidad. Esta variable adimensional se interpreta como la probabilidad de que la carga sea igual o superior a cierto valor de carga.



**Figura 3.** Curva monótona de carga en España en el año 2014.

**Fuente:** [8] y elaboración propia.

Aunque la curva carga-duración describe completamente el tiempo total empleado en cada nivel de carga, no incluye información acerca de la secuencia de estos niveles. La misma curva se puede producir por grandes cambios diarios de demanda y poca variación estacional o por oscilaciones limitadas diarias y una amplia variación estacional.

La introducción de un mercado añade la dimensión del precio. Los economistas suelen representar la carga por una curva de demanda expresada únicamente en función del precio. Las fluctuaciones independientes al precio que afectan a la curva monótona de carga se contemplan como cambios en la curva de demanda y generalmente no se describen en detalle. Pero la electricidad es diferente porque no es almacenable, por lo tanto el pico de demanda debe ser satisfecha por la centrales de producción que se utilizan poco tiempo. Estas centrales de punta, utilizan una tecnología que difiere notablemente de la usada por los generadores base que funcionan la mayor parte del tiempo y que se detienen en raras ocasiones<sup>10</sup>. Por ello, los mercados de energía se enfrentan al problema de determinar la capacidad óptima de generación que debe ser

<sup>10</sup> Las centrales de base solo suelen detener su funcionamiento para realizar paradas programadas (recarga de combustible, ampliaciones, mantenimiento, etc.) o por alguna falta o incidencia que se produzca dentro de la central.

construido con cada tipo de tecnología. Ésta es la principal razón por la que los cambios en la demanda, y, por tanto, de las curvas de carga-duración, son importantes para los mercados eléctricos.

Otra propiedad de la demanda es su inelasticidad a corto plazo. Como consecuencia, si la generación disponible no es suficiente para abastecer toda la demanda, pueden producirse eventualmente precios de energía muy altos<sup>11</sup>.

### 3.3. Costes de generación

Aparte de la rapidez de variación de carga, uno de los aspectos más importantes que caracterizan las tecnologías de generación es el coste de producción de cada una. Debido a la intermitencia en la generación de las energías renovables, no se pueden calcular sus costes. Respecto a la generación hidráulica, las centrales de generación (embalses) son instalaciones muy duraderas que tienen otros usos aparte de la producción de energía, como el suministro de agua, regadíos, control de sequías, etc. Por ello, no es posible calcular los costes de generación de ambas tecnologías, por lo que no se tendrán en cuenta en este apartado. Más adelante se explicará, sus efectos sobre la planificación de la generación.

Por lo tanto, solo se considerarán los costes de las centrales térmicas. Cada tipo de generación térmica tiene unos costes variables y unos costes fijos. Por un lado, los costes variables dependen del precio de combustible, las emisiones de CO<sub>2</sub> y de la parte variable de la operación y mantenimiento de las centrales. Por otro lado, los costes fijos se calculan en función de los años de vida de la central, el coste de la inversión y el desmantelamiento, la tasa de descuento anual y la parte fija de de la operación y el mantenimiento de la planta. En función de los costes, las centrales se clasifican en:

- **Centrales base**, que tienen unos costes fijos altos y unos costes variables reducidos. Son las más económicas a la hora de producir energía durante largo tiempo.
- **Centrales intermedias**, que tienen unos costes, tanto fijos como variables, medios.

---

<sup>11</sup> Esta deducción se explicará más adelante con detalle.

- **Centrales de punta**, que tienen unos costes variables elevados y unos costes fijos bajos. Son la mejor opción económica para funcionar en momentos puntuales.

Los costes de cada tecnología pueden darse mediante dos tipos de curvas de costes medios: de capacidad o de energía. El primero de ellos refleja el coste medio de usar la capacidad de una central, mientras que el segundo, refleja el coste medio de la energía producida en una central. Las fórmulas utilizadas para su cálculo son las siguientes:

$$AC_k = FC + cf \cdot VC \text{ (R/MWh)}$$

$$AC_E = \frac{FC}{cf} + VC \text{ (R/MWh)}$$

- $AC_k$ , son los costes medios de capacidad (*Average cost of capacity*).
- $AC_E$ , son los costes medios de energía (*Average cost of energy*).
- $FC$ , son los costes fijos de la central (*Fixed cost*). Estos se calculan como:

$$FC = \frac{r \cdot OC}{1 - e^{-rT}} \simeq \frac{r \cdot OC}{1 - \frac{1}{(1-r)^T}} \text{ (R/kW año)}$$

Y se pasan a las unidades habituales de coste con las que se trabaja:

$$FC = \frac{1}{8,76} \cdot \frac{r \cdot OC}{1 - \frac{1}{(1-r)^T}} \text{ (R/MWh)}$$

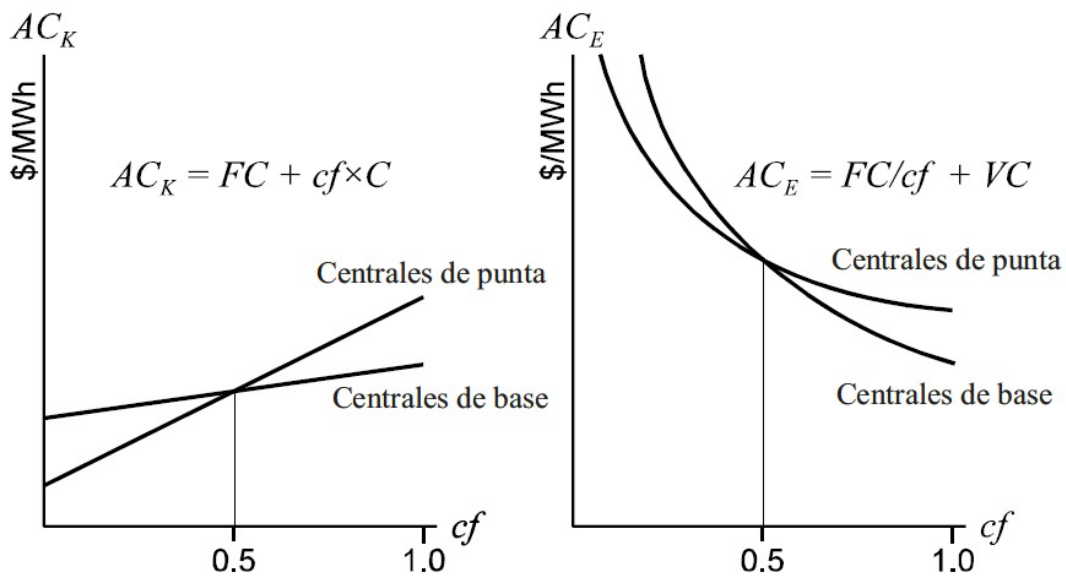
- o  $r$ , es la tasa de descuento anual (*Discount rate*) en porcentaje.
- o  $OC$ , es el coste inmediato de la central (*Overnight cost*) en R/kW.
- o  $T$ , es la vida de la planta en años (*Lifetime*).
- $VC$ , son los costes variables de la central (*Variable cost*) en R/MWh.
- $cf$ , es el factor de capacidad de la central (*Capacity factor*) que indica el porcentaje de utilización de la central ( $0 \leq cf \leq 1$ ) según la duración de la carga.

Como se puede observar, el cálculo de los costes fijos de una central solo tiene en cuenta los costes de inversión, la tasa de descuento anual y la vida de la central. En la realidad existen más costes asociados al parámetro fijo, mencionados anteriormente, que también deben ser incluidos.

Los costes medios de capacidad son usados para determinar la duración óptima de varias tecnologías de generación y, a partir de estas duraciones, obtener las inversiones óptimas de cada tecnología. También sirven para determinar los resultados competitivos, dado que los mercados competitivos optimizan la tecnología.

Los costes medios de energía, también conocidos como *Levelised Costs of Electricity* (LCOE), son una herramienta muy útil para comparar los costes unitarios de diferentes tecnologías en función de su vida útil, desde el punto de vista económico [10].

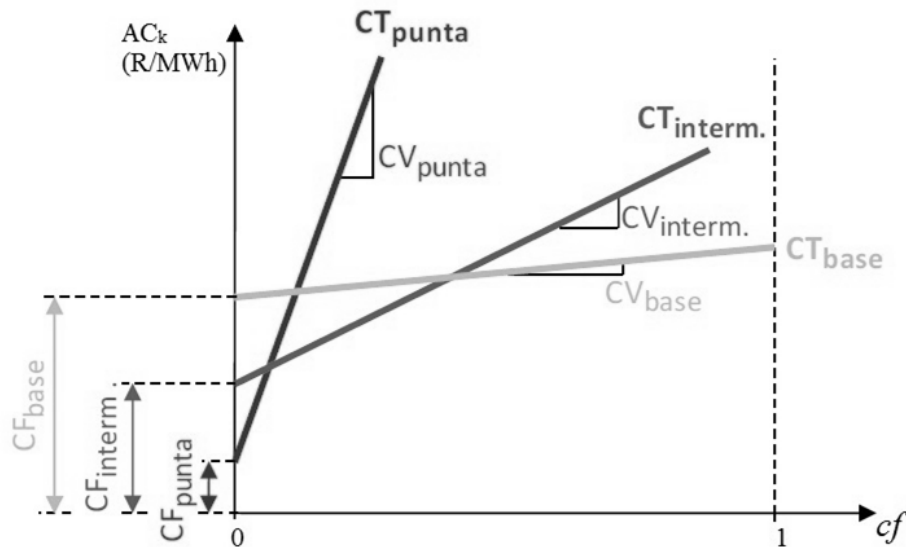
A continuación, en la Figura 4, se muestran las curvas de costes medios que se obtendrían en un supuesto con dos tecnologías (punta y base). Los costes medios de capacidad corresponden a curvas lineales mientras que los costes medios de energía corresponden a curvas hiperbólicas (no lineales). A pesar de esto, ambas intersecan exactamente en el mismo factor de capacidad que indica cuando la tecnología punta pasa a ser más económica que la de base.



**Figura 4.** Curva de costes medios de capacidad y de energía.

**Fuente:** [9] y elaboración propia.

Como se puede comprobar, la curva de costes medios de capacidad es más simple y fácil de representar que la de energía. Además, se puede observar con claridad que la tecnología de base tiene costes fijos más elevados y costes variables más reducidos que la de punta. Por todo esto, es el método más utilizado para representar los costes medios y calcular los factores de capacidad óptimos para cada tipo de central.



**Figura 5.** Curvas de costes medios de capacidad de diferentes centrales.

**Fuente:** [3] y elaboración propia.

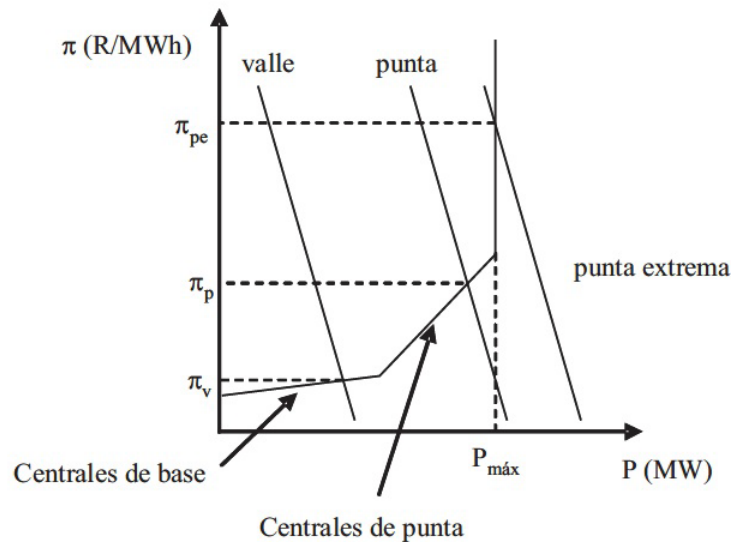
### 3.4. Parque óptimo de generación

Los sistemas eléctricos presentan unas características particulares que, como condicionantes de su oferta y demanda, tienen importantes implicaciones para el adecuado diseño y funcionamiento de los mercados. Como ya es sabido, la energía eléctrica no puede almacenarse, por lo que es necesario igualar la generación al consumo en todo momento. Para conseguirlo, se debe disponer de una reserva de potencia capaz de soportar las variaciones en la demanda y de hacer frente a las posibles faltas en el parque de generación.

Un parque de generación excesivo sería ineficiente porque aumentarían los costes del sistema y disminuiría la rentabilidad de las centrales productoras ya que su tiempo de funcionamiento se vería reducido. En el caso de que el parque de generación no tuviera la capacidad suficiente para cubrir las incidencias mencionadas anteriormente, la calidad de suministro podría verse mermada hasta el punto de provocar un colapso en el sistema. Además, aparte de afectar a la estabilidad del sistema, un déficit de generación intensificaría el **poder del mercado**<sup>12</sup> pues, como se comentó anteriormente, una de las propiedades de la demanda es su inelasticidad a corto

<sup>12</sup> Poder del mercado: Es la capacidad de una o varias empresas competidoras para elevar los precios en beneficio propio por encima de los niveles de precios de competencia. Depende de la elasticidad de la demanda de modo que cuanto más inelástica sea ésta, mayor poder de mercado [7].

plazo. A continuación, en la Figura 6, se muestra la formación del precio de la energía en un sistema eléctrico<sup>13</sup> en esta situación.



**Figura 6.** Formación del precio en un sistema eléctrico.

**Fuente:** [6]

Los diferentes valores de la demanda se representan como rectas de gran pendiente. En esta situación, la demanda, además de variar entre dos valores habitualmente límites, uno mínimo (valle) y otro máximo (punta), llega hasta un valor extremo (punta extrema) superior al límite de la capacidad máxima disponible. La oferta de generación, mostrada en la Figura 6, se representa mediante una curva lineal de tres tramos. El primer tramo, el de menor pendiente, corresponde a los costes marginales de las centrales de base, mientras que el segundo tramo corresponde a los de las centrales de punta. El tercer y último tramo, representado por una línea vertical, indica la capacidad máxima disponible. Los precios de la energía para cada demanda se determinan por el cruce con la curva de oferta. Debido a que solo se puede cubrir la demanda inferior a la capacidad máxima disponible, los precios de la energía serán muy elevados cuando se produzca una demanda extrema.

Por lo tanto, para que un sistema eléctrico sea óptimo y eficiente debe disponer de la potencia instalada apropiada, es decir, que no sea ni excesiva ni insuficiente.

### 3.4.1. Sistemas en equilibrio

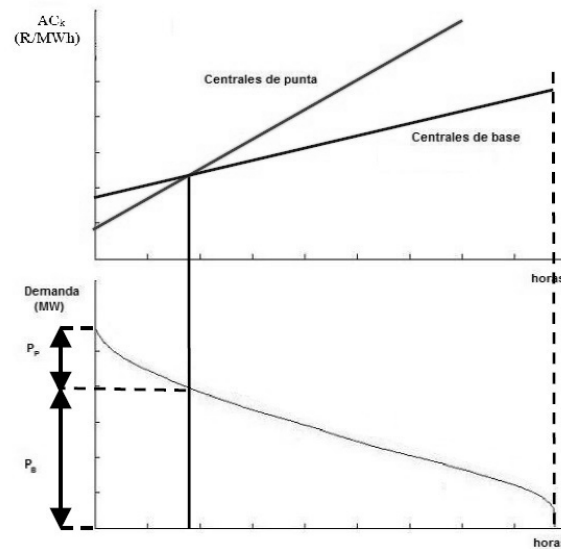
A partir de la información mostrada en los apartados anteriores, se desarrollan las condiciones de equilibrio económico a largo plazo de un sistema eléctrico en un

<sup>13</sup> Por simplicidad, este sistema eléctrico solo está compuesto por centrales base y punta.

mercado de competencia perfecta. Conforme a lo comentado en el apartado de los costes de generación, el sistema eléctrico se abastece inicialmente con generación térmica, la cual está formada por centrales de base y de punta por sencillez. El sistema eléctrico considerado será una simplificación de un sistema real por las siguientes razones:

- La demanda es variable en el tiempo, tanto en cantidad como en su distribución temporal.
- La volatilidad de los precios de energía puede llegar a variar completamente el sistema considerado, ya sea por la reducción de costes por la evolución de la tecnología, la variación de los precios de combustibles, etc.
- El desarrollo del parque de generación es muy lento y, además, los tiempos de construcción de las centrales son prolongados provocando que decisiones pasadas, tomadas teniendo diferentes consideraciones a las actuales, lastren la evolución del sistema hacia una situación óptima.
- No se considera la reserva de operación o el exceso de potencia instalada necesarios para mantener la eficiencia del sistema cuando se produzcan averías o paradas de mantenimiento en las centrales.

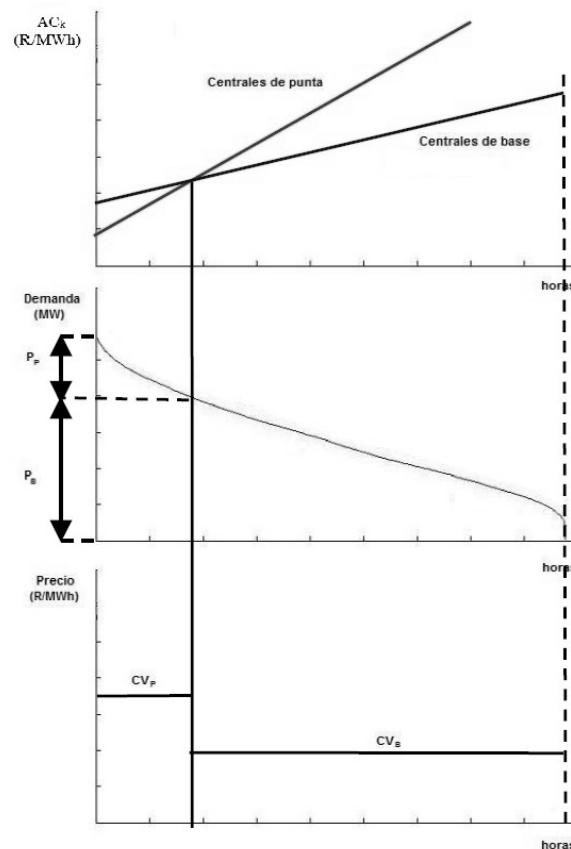
Para que el sistema esté equilibrado, la demanda debe ser cubierta de la manera más eficiente posible, es decir, utilizando las tecnologías más baratas en todo momento. Esta distribución óptima es calculada a partir de las curvas de costes medios de capacidad. Las intersecciones de estas curvas muestran el factor de capacidad óptimo de cada tecnología. Por tanto, para una demanda conocida, se puede calcular cuánta es la potencia necesaria de cada tipo de tecnología para cubrir su factor de capacidad óptimo.



**Figura 7.** Situación de equilibrio.

**Fuente:** [11] y elaboración propia.

Puesto que se trata de un mercado en competencia perfecta, es posible estimar el precio de la energía en cada hora en el sistema en equilibrio ya que éste es el coste variable (coste marginal) de la tecnología más cara produciendo en esa hora.



**Figura 8.** Precio de la energía en el sistema en equilibrio.

**Fuente:** [11] y elaboración propia.



Para que el equilibrio sea económicamente estable, todos los costes deben ser cubiertos por el precio de la energía. Como las tecnologías ofertan su coste marginal, solo recuperan su coste fijo cuando una tecnología más cara marque el precio del sistema. Dado que los precios de la energía más elevados corresponden a los costes variables de las centrales de punta, éstas nunca recuperarían sus costes fijos lo cual desincentivaría la inversión. Para evitar que esto suceda, existe la posibilidad de que los costes fijos de las centrales de punta sean pagados por los todos los consumidores como un suplemento en el precio de la energía. Este suplemento, conocido como **pago por capacidad**, debe pagarse a todas las centrales generadoras y durante todas las horas del año ya que los costes fijos están siempre presentes.

$$PC = \frac{CT_{total} - I_{energía}}{D_{total}} (R/MWh)$$

- $PC$ , es el pago por capacidad.
- $CT_{total}$ , son los costes totales de todos los generadores en  $R$ .
- $I_{energía}$ , son los ingresos de todas las centrales por venta de energía en  $R$ .
- $D_{total}$ , es la energía total demandada en  $MWh$ .

### 3.4.2. Efectos que alteran el estado de equilibrio

Una vez descritas las condiciones de equilibrio económico para el estado básico, se analizan los efectos que surgen en el sistema cuando se introducen distintas tecnologías (no térmicas), y las nuevas situaciones de equilibrio que se obtienen.

#### 3.4.2.1. Efectos de la generación hidráulica

Las centrales de generación hidráulica (embalses) suelen tener unos costes variables reducidos y unos costes fijos muy elevados. A pesar de esto, los embalses tienen asociados otros usos como son el suministro de agua, regadíos, etc. Además, son instalaciones que tienen una vida útil muy larga, por lo que la decisión de construir una nueva central hidráulica es muy complicada.

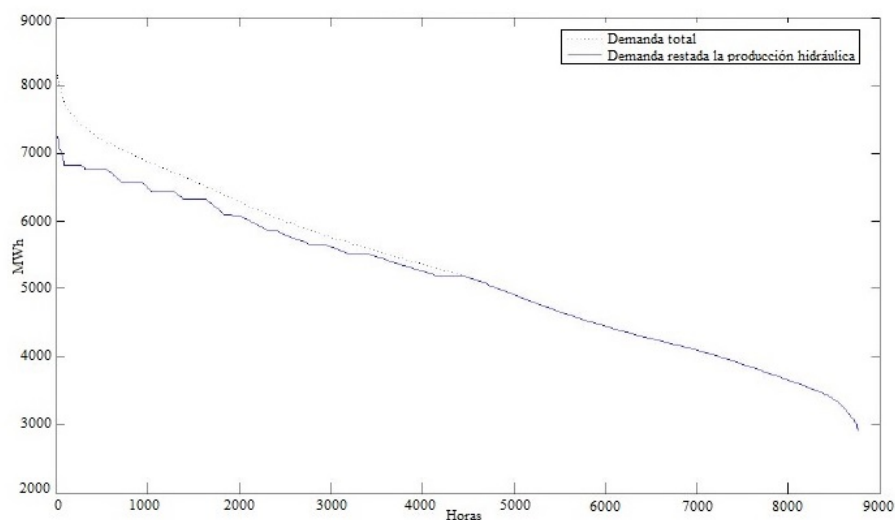
En esta suposición se considera que las centrales hidráulicas ya están construidas, por lo tanto solo se contempla el modo de empleo de las mismas. También

se supone que los costes de operación y de combustible<sup>14</sup> son nulos, lo que provoca que la generación hidráulica carezca de coste marginal.

El recurso hidráulico está limitado por la capacidad instalada y por la distribución de las precipitaciones a lo largo del año. Además, la cantidad de agua que puede desembalsarse depende de diversos factores: aportaciones de agua previstas en los embalses, niveles máximos y mínimos de cada embalse, caudal mínimo que tiene que circular por los ríos, etc. Por ello, resulta muy complicada la planificación que especifique la demanda que cubra la generación hidráulica.

Para determinar la demanda hidráulica se debe hacer una estimación del producible hidráulico durante un año y prever una distribución de las aportaciones a los embalses a lo largo de ese año. Al descontar la carga cubierta por la generación hidráulica de la total del sistema, se obtiene la nueva demanda térmica, que será menor a la del equilibrio del sistema base.

Con el fin de obtener los máximos beneficios, las centrales hidráulicas suelen producir en los períodos diarios de alta demanda, en los cuales los precios de la energía son más altos, reduciendo los picos máximos de carga térmica.



**Figura 9.** Curvas monótonas de carga con y sin generación hidráulica.

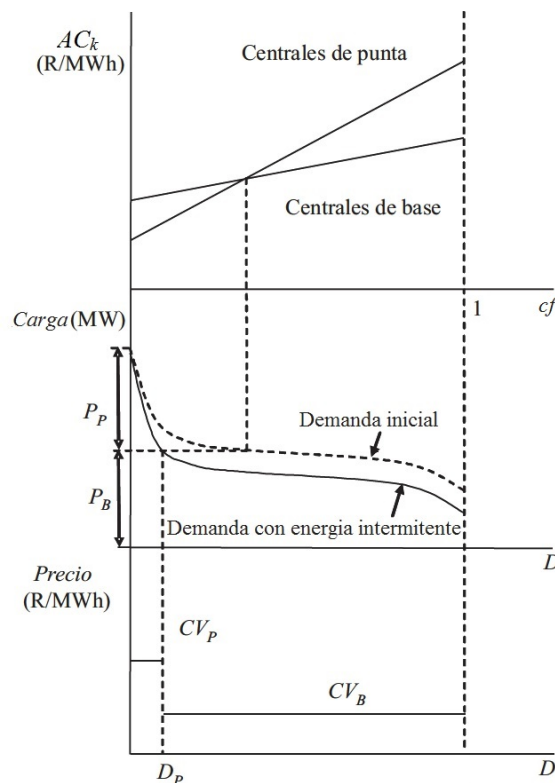
**Fuente:** [6].

<sup>14</sup> En la realidad, se le suele asignar un valor monetario variable llamado precio sombra del agua. Aunque el agua sea un bien natural y común, debe estar siempre disponible para el consumo por lo que se le asigna un precio sombra en función de su disponibilidad. Esto facilita la planificación de la producción de energía de modo que si el precio sombra del agua es alto, es conveniente gastar poca agua y, por tanto, no producir energía, mientras que si el precio es bajo ocurre justamente lo contrario.

### 3.4.2.2. Efectos de energías renovables no gestionables en generación

Las energías renovables no gestionables resultan impredecibles a la hora de programar su producción por culpa de su intermitencia, por lo que para analizar su influencia en el sistema eléctrico se debe hacer una suposición conservadora. Esto significa que la potencia instalada del sistema sigue siendo la misma ya que se debe garantizar el suministro en todo momento. En esta suposición, se desarrolla una deducción equivalente que consiste en suponer que este tipo de energías no generan en el momento de mayor demanda anual (punta máxima de carga).

Las tecnologías no gestionables no se pueden modelar como una curva de costes debido a su intermitencia. Dado que sus costes marginales son muy bajos o prácticamente nulos y no tienen ningún tipo de limitación, este tipo de energías renovables produce siempre que el recurso esté disponible. Por tanto, su efecto se modela como una disminución de los niveles de carga del sistema. Esta reducción de demanda no tiene por qué ser lineal ni uniforme, pero al representar la curva monótona de carga se observa una bajada proporcionada de la misma.

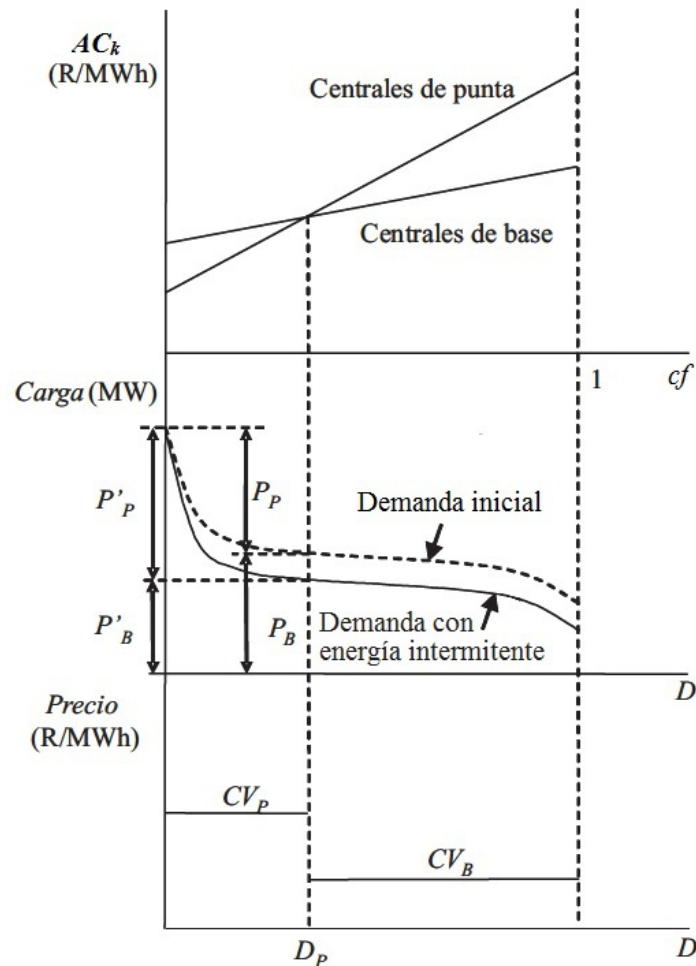


**Figura 10.** Efecto de la energía no gestionable sobre la situación de equilibrio.

**Fuente:** [6] y elaboración propia.

La introducción de las energías no gestionables en el sistema inicial, provoca el desequilibrio del mismo. Como se puede ver en la Figura 10, los efectos son parecidos a los observados en el caso de la generación hidráulica. La principal diferencia existente es que, en este caso, la potencia óptima del nuevo sistema es igual a la potencia inicial.

Por tanto, la evolución que sigue el nuevo sistema es similar al descrito con la generación hidráulica. La reducción de las horas de funcionamiento de las centrales de punta ocasiona que el precio de la energía sea menor. Esta disminución en el precio provoca que las centrales de base no recuperen todos sus costes fijos, por lo que van siendo sustituidas por centrales de punta conforme termina su vida útil. Esta sustitución progresiva se lleva a cabo hasta que el precio de la energía sea lo suficientemente elevado como para que las centrales de base recuperen sus costes fijos, momento en el cual se llega a la situación de equilibrio del nuevo sistema.



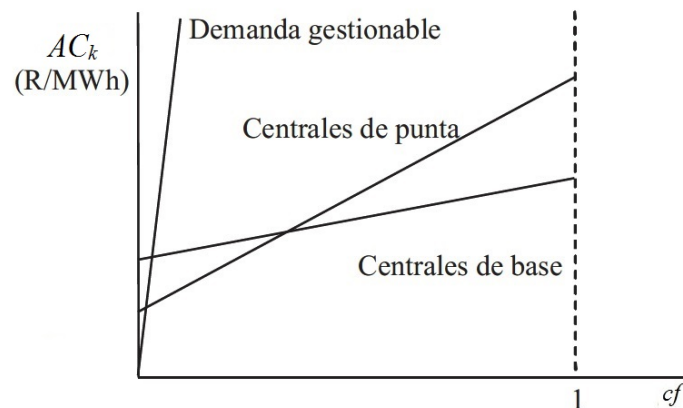
**Figura 11.** Situación de equilibrio con generación no gestionable.

**Fuente:** [6] y elaboración propia.

### 3.4.2.3. Efectos de la demanda gestionable

La demanda gestionable representa el precio al cual algunos consumidores pueden restringir su demanda o por el cual un consumidor no estaría dispuesto a comprar energía. Esta perturbación también se puede interpretar como la tasa de crecimiento del precio de la electricidad cuando no se puede satisfacer toda la demanda. Esto equivale a suponer que se produce una demanda extrema que el sistema no es capaz de abastecer. En esta situación, dada la poca elasticidad de la demanda, los precios se elevan con gran rapidez y terminan por ser muy elevados. Por ello, la demanda gestionable puede modelarse como una curva de costes medios de capacidad, cuya parte fija es nula y la variable muy elevada.

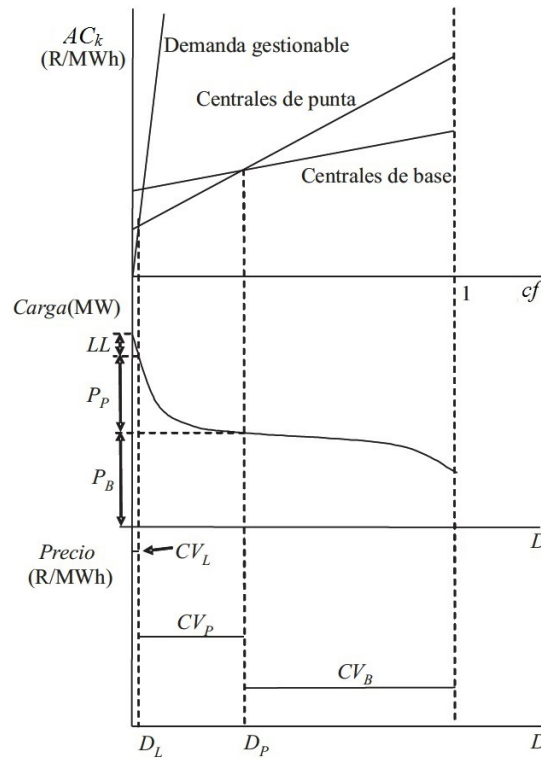
A partir de esta curva de costes medios, representada en la Figura 12, se puede valorar cual es el efecto que produce la introducción de la demanda gestionable en el sistema inicial.



**Figura 12.** Curva de costes medios de capacidad de la demanda gestionable.

**Fuente:** [6] y elaboración propia.

La variación respecto a la situación inicial viene marcada por la aparición de una tecnología que reduce el tiempo de funcionamiento de las centrales de punta. La demanda gestionable pasa a ser la tecnología más cara que fija precio, por lo que ya no existe pago por capacidad debido a que sus costes fijos son nulos, lo que provoca que los precios de la energía se reduzcan. Esta disminución en el precio ocasiona que las centrales de punta no recuperen todos sus costes fijos, mientras que las centrales de base sí lo hacen. Por ello, las centrales de punta van siendo cerradas progresivamente, en favor de la demanda gestionable, hasta elevar el precio de venta de la energía lo suficiente como para recuperar sus costes fijos. A partir de ese momento, se establece la situación de equilibrio del nuevo sistema.



**Figura 13.** Efecto de la demanda gestionable sobre la situación de equilibrio.

**Fuente:** [6] y elaboración propia.

Como se puede observar en la Figura 13, el cruce de las curvas de costes medios de capacidad y la curva monótona de carga, definen el pico de potencia no suministrada por el sistema ( $LL$ ) y el precio de la energía en los momentos en los que la demanda gestionable fijaría el precio.

Tras analizar los distintos efectos se comprueba que los mecanismos de mercado tardan demasiado tiempo en recuperar el equilibrio ante perturbaciones del sistema. Por tanto, estos mecanismos resultan ineficaces ante problemas que tienen efectos a corto plazo y durante periodos concretos, como las averías o paradas de mantenimiento en las centrales. Dado que las faltas de suministro son consideradas inaceptables en un sistema avanzado y desarrollado, debe existir un exceso de potencia instalada que mantenga la eficiencia del sistema ante estas perturbaciones temporales. Por ello, en algunos mercados se han establecido incentivos que hagan rentables las inversiones en la construcción de centrales con el fin de obtener dicha potencia de seguridad.

# Capítulo 4

## Situación en España

En este capítulo se describe la evolución del parque de generación en España, prestando especial atención en los valores de los últimos quince años, y se comenta el sistema de retribución de la generación.

El desarrollo del apartado de la introducción se ha basado en las referencias [12] y [13]; mientras que el del parque de generación se ha consultado en [5], [17] y [18]. El apartado que corresponde a los costes totales de la energía y retribución de la generación se ha basado en las referencias [20] y [22]; y el referido a la garantía de suministro en [30].

### 4.1. Introducción

La gestión de un sistema eléctrico se puede llevar a cabo desde dos filosofías bien diferenciadas: una basada en tarifas reguladas y otra basada en el libre mercado. La gestión regulada se fundamenta en una intervención estatal a todos los niveles, mientras que en el marco de libre mercado cohabitan unos sectores regulados con otros liberalizados.

El sistema eléctrico español ha sido gestionado por ambos modelos, siendo el de libre mercado el vigente actualmente. La gestión regulada fue aplicada a partir de 1988 con la creación del Marco Legal Estable (MLE), en el cual se consideraba el sector eléctrico como un elemento estratégico para el desarrollo nacional y la electricidad como un bien básico. Dicho marco era regulado básicamente por el Estado ya que tenía la responsabilidad de organizar y planificar el sector con el fin de garantizar a las empresas eléctricas unos beneficios adecuados y la recuperación de sus inversiones, así como de establecer tarifas de mínimo coste a los consumidores.

En la década de los noventa se inicia el proceso de liberalización del sector eléctrico impulsado por el marco de la Unión Europea. Tras un comienzo complicado con la aprobación de una ley que finalmente no fue aplicada, la Ley 40/1994, llamada Ley de Ordenación del Sector Eléctrico Nacional (LOSEN), no fue hasta el año 1997

cuando se inició realmente el proceso de liberalización en España. En dicho año se aprueba la Ley 54/1997, más conocida como Ley del Sector Eléctrico (LSE) que provoca el cambio progresivo del modelo de gestión aplicado hasta entonces. Con esta nueva normativa se introduce la competencia en las actividades de generación y comercialización, y se establecen las nuevas reglas para todas las actividades.

Debido a los problemas que fueron surgiendo a raíz de la liberalización progresiva del sector, fue necesario realizar cambios normativos de manera continua con el fin de corregirlos. Sin embargo, estas modificaciones provocaron una importante distorsión en el funcionamiento del sistema eléctrico. Por ello, con el fin de corregir estos efectos y de aportar la estabilidad regulatoria necesaria en el sector, se aprueba la Ley 24/2013 que actualmente regula el sector eléctrico y que sustituyó a la normativa vigente desde 1997. Como Pedro Mielgo, ex presidente de REE, explica:

*Los cambios introducidos como consecuencia de la decisión sobre la moratoria nuclear y el Plan Energético de 1983, el Protocolo de acuerdo de 1986, el llamado Marco Legal Estable, la LOSEN (1994), la LSE (1997) y, posteriormente, las disposiciones orientadas a atajar el déficit de tarifa<sup>15</sup> (2009, 2010 y 2011) – consecuencia de una inadecuada regulación de la generación a partir de fuentes renovables y cogeneración y de la ausencia de revisiones regulatorias- habían puesto de manifiesto una necesidad, sentida ya anteriormente, de poner orden en la regulación del sector [14].*

Existe cierta controversia acerca de si el modelo de libre mercado realmente garantiza el mínimo coste. Aunque teóricamente sea cierto, las normativas aplicadas así como las numerosas correcciones regulatorias realizadas hasta ahora no han conseguido que esto suceda. El principal problema de los errores cometidos es la larga penalización que acarrea pues, al tratarse siempre de planificaciones a medio y largo plazo, no es posible la aplicación de acciones correctivas que inviertan la situación a corto plazo y, al mismo tiempo, no provoquen un coste extra. Como el propio Pedro Mielgo reconoce:

*El problema de la energía eléctrica en España puede resumirse en pocas palabras como el extraordinario encarecimiento de la electricidad en los últimos años, debido fundamentalmente –aunque no exclusivamente- a errores regulatorios. Este*

---

<sup>15</sup> Déficit de tarifa: es la diferencia entre los ingresos que las empresas eléctricas perciben por los pagos de los consumidores y los costes que la normativa reconoce por suministrar electricidad. Tiene su origen en el año 2000 y se considera un déficit regulatorio (no económico) [15].



*problema tiene como consecuencia otros, no menos graves; la pérdida de competitividad de la industria, la pérdida de atractivo de España como destino de inversión y una percepción de inseguridad jurídica con efectos muy negativos. Además, la magnitud económica del problema y su complejidad hacen muy difícil una solución mágica o indolora [14].*

## **4.2. Parque de generación**

El parque español de producción de energía eléctrica ha ido evolucionando progresivamente con los años, ligado indirectamente a la economía del país. En los períodos de bonanza económica se produce un aumento de la demanda que requiere un incremento previo de potencia instalada de generación para garantizar el suministro en todo momento. Por tanto, la construcción de nuevas centrales debe planificarse analizando las previsiones de crecimiento de la demanda y, por consiguiente, de la economía española a medio y largo plazo.

### **4.2.1. Evolución**

A finales del siglo XIX se inició la electrificación industrial de España. En aquella época la electricidad era producida en corriente continua y no se podía transportar largas distancias, por lo tanto las centrales de generación debían estar cerca de los puntos de consumo. Por aquel entonces, la mayor parte de la potencia instalada era de origen térmico, mientras que la parte restante era de origen hidráulico.

Pocos años después, a principios del siglo XX, se comenzó a desarrollar la corriente alterna que, utilizando altos niveles de tensión en la transmisión de corriente, sí permitía transportar la electricidad largas distancias. Este hecho supuso un gran impulso en la construcción de centrales hidroeléctricas de gran volumen. De este modo, a finales de los años veinte, la mayor parte de la potencia instalada del parque de generación pasó a ser de origen hidroeléctrico, llegando a existir un exceso de producción.

Más tarde, tras el período de guerra civil y postguerra en el cual se mantuvo el mismo nivel de capacidad de producción, se produjo una gran sequía que limitó la producción hidroeléctrica, a lo que se le sumó un incremento rápido de la demanda. Por todo ello, el exceso de producción existente previamente se convirtió en un grave

déficit. Con el fin de gestionar este problema, se creó la empresa Unidad Eléctrica S.A. (UNESA) en 1944. Su principal función fue la de interconectar paulatinamente los distintos sistemas eléctricos regionales y las centrales de producción con el fin de crear un sistema único de explotación conjunta llamado Sistema Eléctrico Nacional.

A mediados de siglo, debido al crecimiento de la economía y la demanda nacional, se inicia un período donde se construyeron grandes centrales hidroeléctricas y térmicas que redujeron rápidamente el déficit de capacidad. Las centrales térmicas gozaron de mayor peso y modificaron la dependencia energética por las centrales hidroeléctricas. Dichas centrales térmicas eran, en gran parte, de fuel-oil ya que los precios del petróleo eran bajos por aquel entonces.

Esta tendencia cambió durante los años setenta ya que con la crisis del petróleo se elevaron los precios de este combustible fósil, encareciendo demasiado el funcionamiento y la nueva construcción de centrales de fuel-oil. Por ello, se apostó por la tecnología térmica de combustible nuclear y de carbón nacional, las cuales fueron entrando en funcionamiento a lo largo de los años ochenta; y en menor medida por la cogeneración y las energías renovables.

Debido al rechazo ciudadano por la tecnología nuclear y a una nueva previsión de demanda fue necesario revisar la planificación de potencia instalada. Finalmente, con la aprobación del Plan Energético Nacional en 1983, se llevo a cabo la Moratoria Nuclear por la que se paralizaba la construcción de varios grupos nucleares. Como los propietarios ya habían realizado la inversión de estas centrales, fue necesario establecer una compensación económica financiada a través de un porcentaje de la factura eléctrica que aún se paga actualmente.

Las fuertes inversiones de esa época aumentaron el endeudamiento, lo que unido a la elevada capacidad de potencia instalada conseguida y un crecimiento moderado de demanda, propiciaron que se buscara estabilizar la situación económico-financiera del sector. Con este fin se estableció el Marco Legal y Estable (1988), que fijaba un nuevo sistema de tarifas eléctricas con el que recuperar paulatinamente el equilibrio financiero.

En los últimos años de la década de los noventa, se adoptan acciones globales como la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> contraída en el Protocolo de Kioto (1997) y la liberalización del sector eléctrico español (1998), llevada a cabo en toda la Unión Europea. A este período de incertidumbre se le unió un gran incremento de la demanda,

por encima de lo previsto, que provocó que no se garantizara el suministro de energía en todo momento.

En este contexto se vieron beneficiadas principalmente las tecnologías de generación eólica y de ciclo combinado. Con la liberalización del sector en 1998, se establecieron incentivos económicos a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, en calidad de generación en Régimen Especial.

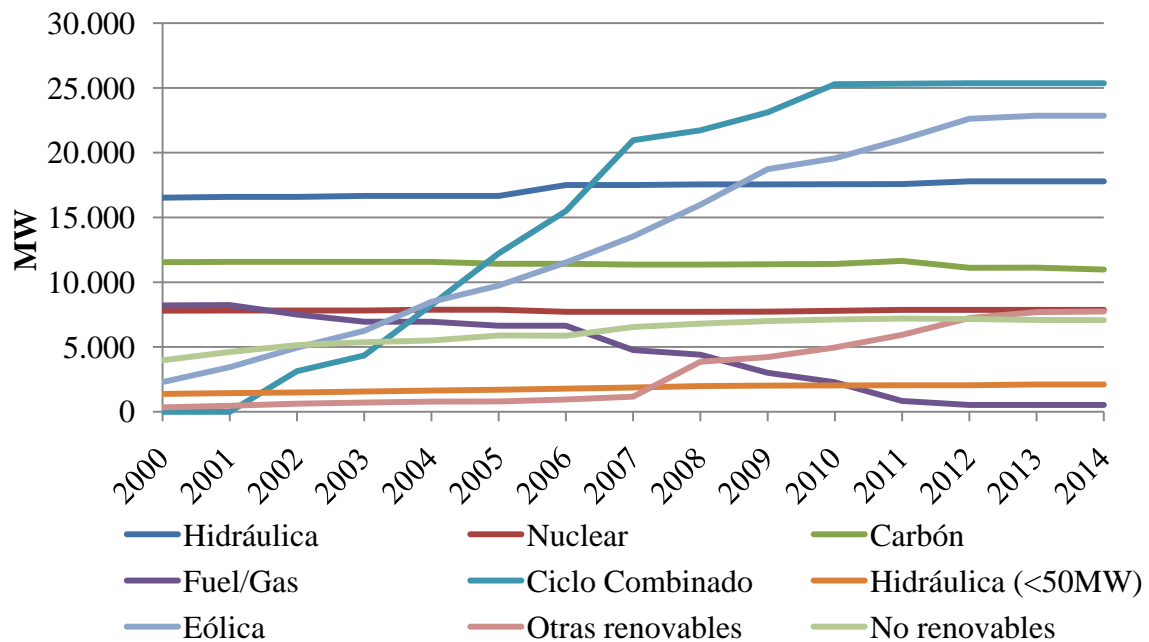
La apuesta principal fue por la energía eólica, que ya gozaba de gran apoyo. Esta postura se vio refrendada en una mejora continua de la tecnología que permitió aumentar progresivamente su capacidad, pero al ser de carácter intermitente no podía garantizar el suministro de energía en todo momento. Por su parte, las instalaciones de ciclo combinado necesitaban menos tiempo de construcción que las centrales convencionales, producían menos emisiones de carbono que las de carbón y el precio del gas era reducido por aquel entonces. Dadas estas ventajas, estas instalaciones sirvieron como respuesta rápida para recuperar la garantía del sistema durante la primera década del siglo XXI.

Ante la apuesta clara de las empresas privadas por el ciclo combinado para la planificación de capacidad y con vistas a cumplir los compromisos adquiridos en el Protocolo de Kioto, el gobierno aprobó el Real Decreto 436/2004, en el que se revisaron al alza los incentivos al Régimen Especial con el fin de que se optara por otro tipo de generación no convencional. Por diversos motivos, estos incentivos no tuvieron el efecto deseado, por lo que fue necesario aprobar un nuevo decreto, el Real Decreto 661/2007, que cambiaba el modelo de la retribución de los incentivos. Tal y como se justificaba en el propio decreto:

*El régimen económico establecido en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, debido al comportamiento que han experimentado los precios del mercado, en el que en los últimos tiempos han tomado más relevancia ciertas variables no consideradas en el citado régimen retributivo del régimen especial, hace necesario la modificación del esquema retributivo, desligándolo de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia, utilizada hasta el momento [16].*

Finalmente, este decreto sí propició la instalación de nuevas tecnologías renovables que venían desarrollándose de forma espectacular, al igual que la generación

eólica, puesto que dichos incentivos aseguraban una gran rentabilidad a pesar del elevado coste que conllevaba la instalación de estas nuevas tecnologías de generación. Estos incentivos no tenían ninguna limitación de potencia, lo que provocó que la capacidad del sistema se fuera incrementando independientemente de la demanda.

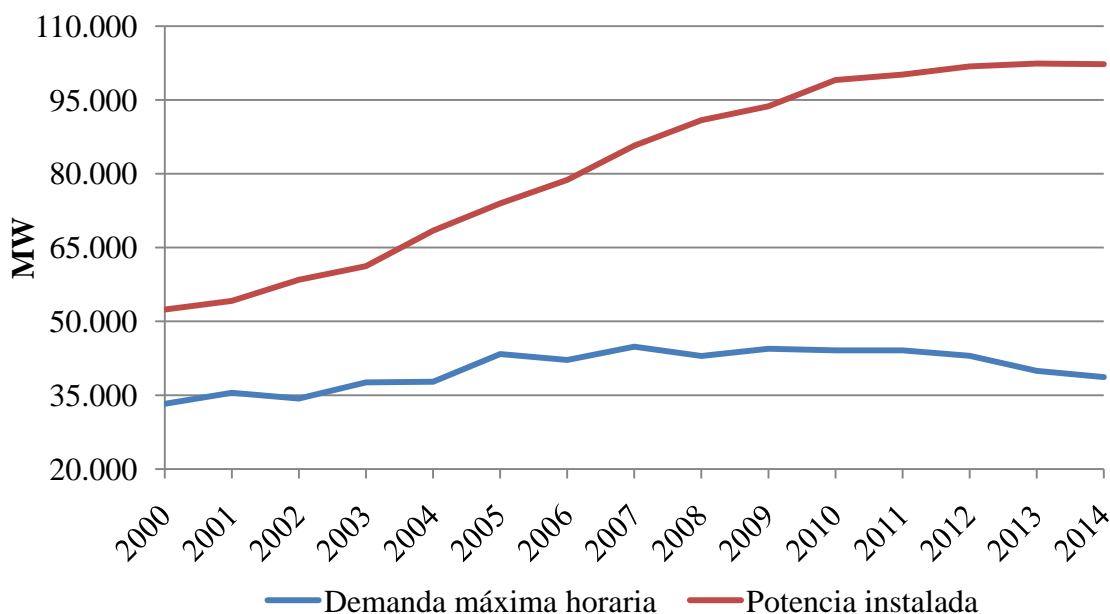


**Figura 14.** Evolución de la potencia instalada peninsular de cada tecnología de generación<sup>16</sup>.

**Fuente:** [5] y elaboración propia.

Este desajuste se agravó con la aparición de una crisis económica muy fuerte que, tras unos años de estancamiento iniciales, provocó una disminución de la demanda no prevista.

<sup>16</sup> Las tecnologías incluidas bajo el término de “otras renovables” corresponden a centrales térmicas renovables (como la biomasa), solar fotovoltaica y solar termoeléctrica; mientras que las incluidas en el término “no renovables” corresponden a las centrales de cogeneración y residuos.



**Figura 15.** Evolución de la potencia instalada frente a la demanda máxima horaria.

**Fuente:** [5] y elaboración propia.

En la figura 15 se puede observar claramente como la capacidad de generación del sistema peninsular se desentiende de la demanda. La curva de demanda es representada a través de la potencia de carga máxima horaria de cada año que es sobre la que se define la capacidad de potencia instalada necesaria.

La suma de todos estos condicionantes dio lugar al excesivo parque de generación actual.

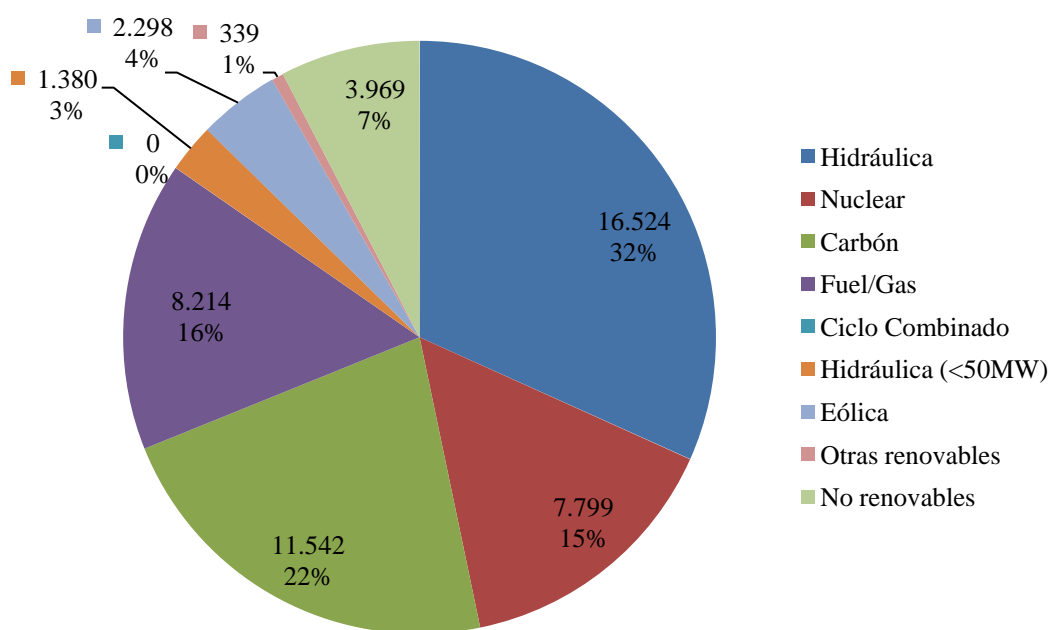
#### 4.2.2. Situación actual

El parque de generación eléctrico del sistema peninsular español es uno de los más sobredimensionados del panorama internacional pero, a pesar de los errores cometidos, se pueden extraer varios aspectos positivos de la situación actual. Uno de ellos es el alto nivel de seguridad de suministro existente debido al exceso de potencia. Además, la apuesta por energías renovables ha permitido una reestructuración de la composición de potencia instalada, restándoles gran peso a las centrales convencionales.

Como se puede observar en las Figuras 16 y 17, la potencia instalada de tecnologías convencionales (nuclear, carbón y fuel/gas) en el año 2000 era de unos 27.555 MW, correspondientes al 53 % del total instalado; mientras que la potencia instalada en el año 2014 fue de unos 19.358 MW, que representa el 19 % de potencia instalada total. Esta reducción de potencia se debe principalmente al progresivo

desmantelamiento de todas las centrales de fuel/gas, puesto que las centrales nucleares y de carbón mantienen prácticamente el mismo nivel de potencia instalado.

Por otra parte, también se puede observar como la apuesta por el desarrollo de las tecnologías renovables ha provocado una evolución de potencia instalada espectacular. En el año 2000, la potencia instalada de centrales de carácter renovable (hidráulica, eólica, hidráulica de menos de 50 MW y otras renovables<sup>17</sup>) era de unos 20.541 MW, correspondientes al 40 % de la potencia total instalada; mientras que la potencia instalada renovable en el año 2014 fue de unos 50.479 MW, que representa al 49 % de la potencia instalada total.



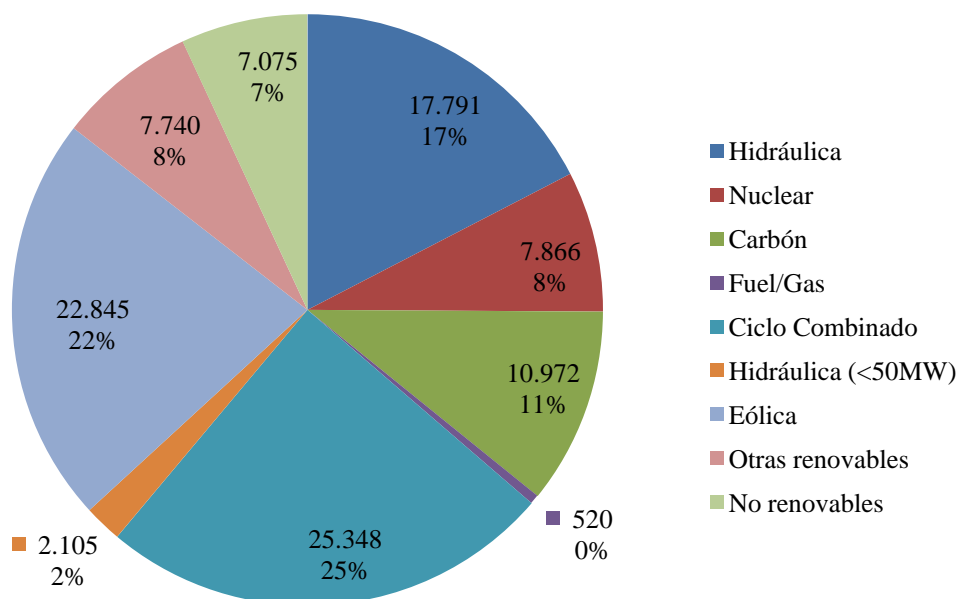
**Figura 16.** Potencia instalada (MW) en el año 2000.

**Fuente:** [5] y elaboración propia.

A pesar de haberse reducido la capacidad de tipo convencional e incrementado notablemente la potencia renovable, ésta última no ha conseguido ganar mayor peso respecto a la capacidad total debido a la introducción de la tecnología de ciclo combinado. En el año 2014, la potencia instalada de ciclo combinado fue de unos 25.348 MW, correspondiente al 25 % de la capacidad instalada total, mientras que en el año 2000 no existía ninguna central instalada<sup>18</sup> en España.

<sup>17</sup> Las tecnologías incluidas bajo el término de “otras renovables” corresponden a centrales térmicas renovables (como la biomasa), solar fotovoltaica y solar termoelectrica. Estas dos últimas tecnologías comenzaron a instalarse a partir del año 2006.

<sup>18</sup> Siguiendo el criterio de REE en la elaboración de sus informes anuales, la central de Gasificación integrada en Ciclo Combinado (GICC) de Elcogás (1996) se incluye dentro de la tecnología fuel/gas [5].



**Figura 17.** Potencia instalada (MW) en el año 2014.

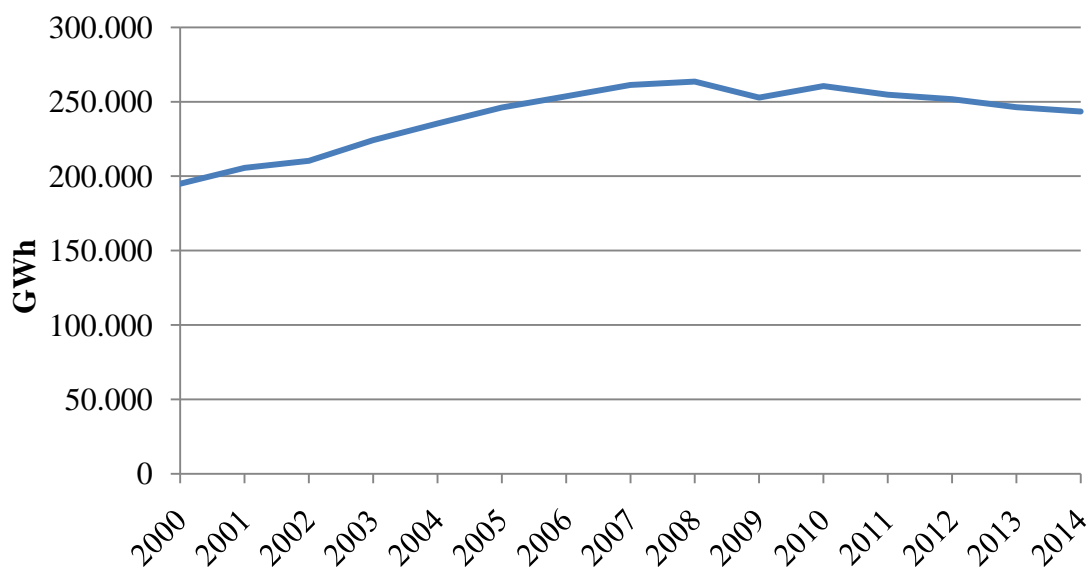
**Fuente:** [5] y elaboración propia.

Con todo ello, la potencia instalada total peninsular al finalizar el año 2014 se ha situado en unos 102.262 MW frente a los 52.397 MW del año 2000. Esto significa que, en poco más de una década, la capacidad del parque de generación casi se ha duplicado debido, principalmente, a las tecnologías renovables y al ciclo combinado.

Por otro lado, la evolución de la demanda durante esta época ha sido bastante diferente a la prevista. Mientras las previsiones mostraban un crecimiento estable y constante, la demanda se estancó con el inicio de la crisis económica. Tras varios años (2007-2010) de variación inestable, finalmente la demanda se redujo a partir del año 2011, coincidiendo con el período más crítico de la crisis.

---

Esto se debe a que, aunque el combustible utilizado es el carbón, éste es transformado en gas de síntesis con el fin de reducir las sustancias que contribuyen al calentamiento climático. A pesar de basarse en la tecnología de ciclo combinado, tampoco se incluye en este grupo ya que el combustible que utilizan es el gas natural.



**Figura 18.** Demanda peninsular anual en barras de central.

**Fuente:** [5] y elaboración propia.

La potencia máxima horaria demandada peninsular al finalizar el año 2014 ha sido de unos 38.666 MW frente a los 33.236 MW del año 2000, mientras que la demanda de energía eléctrica peninsular alcanzó los 243.486 GWh por los 194.904 GWh del año 2000.

Los incrementos de potencia y energía demandadas son bastante menores a los que se preveía por aquel entonces ya que los máximos históricos se establecieron en 2007, con una potencia máxima horaria demandada de 44.876 MW, y 2008, con una demanda de energía máxima de 263.530 GWh.

En cuanto a la cobertura de la demanda se refiere, en el año 2000 la energía procedente del régimen especial cubrió el 13,6 % de la demanda total del sistema peninsular, mientras que la procedente del régimen ordinario cubrió el resto (86,4 %). En ese año, las energías renovables aportaron el 37 % de la energía del régimen especial (5 % sobre la producción total) y, con la producción hidroeléctrica, el 15,8 % de la del régimen ordinario (13,65 % sobre la producción total). Por tanto, las tecnologías renovables cubrieron el 18,65 % de la producción total del sistema peninsular.

Por su parte, en el año 2014 la tecnología nuclear cubrió el 22,0 %, la eólica el 20,3 %, el carbón el 16,5 %, la hidráulica el 15,5 % y la cogeneración el 10,2 %. Por debajo de una participación del 10 % se han encontrado los ciclos combinados con el 8,5 % y las tecnologías solares y térmicas renovables, conjuntamente, el 7 %. Esto



significa que las energías renovables ha tenido un papel destacado en la producción global de energía peninsular ya que han cubierto el 42,8 % de la producción total.

La reestructuración de la potencia instalada lograda en la última década se ha llevado a cabo mediante un aumento del exceso de potencia llevándolo a valores muy por encima del nivel de seguridad de suministro óptimo definido por REE. Esta situación actual era insostenible económicamente, por lo que fue necesario revisar los incentivos a las instalaciones de Régimen Especial mediante la Orden IET/1045/2014, que aplica los reajustes aprobados en la Ley 24/2013 que regula actualmente el sector eléctrico. En esta orden se reconoce:

*Desde el año 1998 hasta el año 2013, los incentivos económicos a las instalaciones de producción de energía eléctrica mediante fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, han ascendido a más de 50.000 millones de euros, incrementándose en más de un 800 por ciento desde 2005 hasta el año 2013, cuando las primas a dichas instalaciones alcanzan aproximadamente 9.000 millones de euros [19].*

### **4.3. Coste total de la energía y retribución a la generación**

El coste total de la energía debería sufragar los gastos de todas las actividades relacionadas con el suministro eléctrico. Como ya es sabido, las actividades de generación y comercialización están liberalizadas, mientras que las de distribución y transporte están reguladas a modo de monopolio natural. Por esto, el coste total de la energía tiene una parte correspondiente a costes regulados, o peajes de acceso, y otra parte que se obtiene en el mercado de la energía.

#### **4.3.1. Retribución a la generación**

El precio final medio que se obtiene tras el mercado de la energía es el que tiene como objetivo retribuir a la actividad de generación. Este precio no es exactamente el que se negocia en los mercados de compra-venta de energía, organizados por el operador del mercado, ya que el operador del sistema convoca varios mercados de operación para corregir los desequilibrios que puedan existir entre generación y demanda.

Las componentes del precio de la energía en función del tipo de mercado donde se obtengan son las siguientes:

- Mercados de compra-venta de energía organizados por OMIE, donde se obtienen los precios de los mercados diarios e intradiarios. Estos mercados están regulados según las Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica aprobadas en la última Resolución de la Secretaría de Estado de Energía (9 de mayo de 2014) correspondientes a la última ley del sector, la Ley 24/2013.
- Mercados de operación organizados por REE, donde se obtienen los sobrecostos por la gestión de restricciones técnicas y de servicios complementarios (reserva de potencia a subir, banda de regulación). REE realiza la adecuada gestión técnica del sistema mediante unos procedimientos de operación, de carácter técnico e instrumental, publicados en el BOE.

Además, se establecen dos componentes adicionales, que son el pago por capacidad<sup>19</sup> y el precio por el servicio de interrumpibilidad. Ambas son gestionadas por el operador del sistema puesto que sirven para mantener el sistema eléctrico en equilibrio y dentro de un nivel correcto de seguridad. Estas dos últimas componentes del precio serán analizadas en profundidad en los próximos apartados.

A continuación, en la Figura 19, se muestran las componentes del precio horario medio final para la demanda nacional durante los meses comprendidos entre Julio de 2014 y Junio de 2015.

---

<sup>19</sup> A través del pago por capacidad se financia también el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro [20], el cual es un mecanismo de gestión de restricciones técnicas, y se analizará en detalle en un apartado aparte.

COMPONENTES DEL PRECIO HORARIO FINAL									
MES	MERCADO DIARIO EUR/MWh	RESTRICCIONES TÉCNICAS EUR/MWh	RESERVA DE POTENCIA A SUBIR EUR/MWh	BANDA DE REGULACIÓN EUR/MWh	MERCADO INTRADIARIO EUR/MWh	OPERACIÓN TÉCNICA EUR/MWh	PAGO POR CAPACIDAD EUR/MWh	SERVICIO DE INTERRUMPIBILIDAD EUR/MWh	PRECIO HORARIO FINAL EUR/MWh
JULIO	49,09	2,30	0,00	0,93	-0,04	0,07	7,17		59,53
AGOSTO	50,70	3,07	0,01	1,00	-0,02	0,07	4,76		59,58
SEPTIEMBRE	59,90	2,93	0,48	1,25	0,03	0,12	5,46		70,17
OCTUBRE	56,84	3,82	0,71	1,54	-0,02	0,12	5,29		68,31
NOVIEMBRE	48,57	3,74	0,80	1,38	-0,01	0,15	5,58		60,21
DICIEMBRE	49,31	3,28	0,85	0,89	-0,01	0,33	7,06		61,72
ENERO	53,27	2,95	0,42	0,99	-0,01	0,54	7,01	1,82	66,99
FEBRERO	44,53	3,05	0,77	1,10	-0,01	0,39	7,00	1,97	58,81
MARZO	44,24	3,52	0,46	0,98	-0,01	0,23	5,57	1,97	56,96
ABRIL	46,59	4,14	0,05	1,20	0,03	0,18	5,27	2,25	59,71
MAYO	45,91	3,86	0,08	1,08	0,01	0,15	5,07	2,14	58,31
JUNIO	55,52	2,33	0,00	0,87	0,01	0,17	6,19	2,08	67,16
TOTAL	50,37	3,24	0,39	1,10	-0,01	0,22	5,98	1,02	62,31
% sobre PFM	80,84%	5,19%	0,62%	1,76%	-0,01%	0,35%	9,60%	1,64%	100,00%

**Figura 19.** Desglose de los parámetros que componen el precio medio horario final en un periodo anual [20].

#### 4.3.2. Costes regulados

La tarifa o peaje de acceso es la parte del precio de la electricidad que satisface los costes regulados establecidos por la administración, entre los que se encuentran los costes de las actividades de transporte y distribución. Dentro de los costes regulados destacan las siguientes componentes:

- Un peaje de acceso a las redes de transporte y otro a las de distribución, las cuales buscan satisfacer los costes de cada actividad regulada.
- Unos costes permanentes, que son los que están destinados a pagar al operador del mercado, al operador del sistema, al organismo regulador (CNMC<sup>20</sup>) y a hacer frente a otros gastos regulados como son la compensación extrapeninsular o la retribución específica al régimen especial de generación.
- También existen unos costes de diversificación y seguridad de abastecimiento que buscan sufragar los pagos a la moratoria nuclear y al Fondo de Financiación de actividades del Plan General de Residuos Radioactivos.

<sup>20</sup> Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia: es el organismo que garantiza la libre competencia y regula todos los mercados y sectores de la economía española para proteger a los consumidores. Fue creado en 2013 tras la unión de las distintas comisiones que regulaban los diferentes mercados y sectores productivos. Anteriormente, la Comisión Nacional de la Energía (CNE) era la encargada de garantizar la libre competencia y de regular el sector energético [21].

- Por último, las anualidades del déficit eléctrico que buscan reducir los desajustes que se generan cada año cuando los ingresos del sistema eléctrico son inferiores a los costes del mismo.

A todos estos costes regulados relativos al suministro de electricidad se añaden los impuestos correspondientes (IVA, impuesto sobre la energía, etc.), determinados por la administración, obteniendo finalmente la tarifa de acceso fija que deberá pagar cada consumidor.

Finalmente, partiendo de este precio básico formado por una parte fija, de costes regulados, y otra variable, en función del precio de la energía en el mercado, habría que añadir el coste de competencia de la gestión comercial que se negocia en el mercado minorista de energía. En este mercado, cada consumidor elige libremente el comercializador que le suministra la energía, tras negociar con éste las condiciones y el precio por dicho suministro.

#### **4.4. Pago por capacidad**

El pago por capacidad es un instrumento de carácter regulatorio usado en los mercados eléctricos con el fin de incentivar la inversión y la disponibilidad de producción de energía para que se garantice el suministro en los momentos de punta del sistema a un precio asequible. Se trata de un complemento retributivo que busca rentabilizar las centrales de punta, las cuales tienen un régimen de funcionamiento reducido pero que resultan imprescindibles para la estabilidad del sistema.

Tras la liberalización del sector en el año 1998, el modelo de mercado eléctrico español ha contemplado la necesidad de utilizar un mecanismo retributivo que complemente el resultado obtenido en el mercado de generación para la retribución de la capacidad de producción.

En la Ley 54/1997 se establecía que la retribución de la actividad de producción se debía realizar en función del precio marginal, la garantía de potencia que cada unidad de producción preste efectivamente al sistema y los servicios complementarios de la producción de energía eléctrica necesarios para garantizar el suministro adecuado al consumidor. Esta garantía de potencia debía ser definida teniendo en cuenta la

disponibilidad contrastada y tecnología de la instalación, tanto a medio y largo plazo como en cada periodo de programación, determinando su precio en función de las necesidades de capacidad a largo plazo del sistema.

Con la aprobación de la Ley 17/2007, se sustituyó el concepto de garantía de potencia por el de pago por capacidad, indicando que éste podría ser establecido por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en función de las necesidades de capacidad del sistema. Tuvieron que pasar unos meses, con la Orden ITC/2794/2007, para que este nuevo concepto fuera desarrollado completamente. En dicha orden se justificaba su implantación puesto que este concepto: “permite completar los actuales «servicios complementarios» destinados a asegurar la disponibilidad de potencia a corto plazo, con una serie de servicios de disponibilidad a medio y también a largo plazo, de forma que se superen las actuales deficiencias del sistema de «garantía de potencia» [24]”. Además, bajo el concepto de pago por capacidad se incluyeron dos tipos de servicio:

- El **servicio de disponibilidad** a medio plazo, que iba destinado a contratar capacidad de potencia en un horizonte temporal igual o inferior al año con aquellas tecnologías que, con mayor probabilidad, pudieran no resultar programadas en los periodos de demanda de punta.
- El **incentivo a la inversión** en capacidad a largo plazo, que iba destinado exclusivamente a promover la construcción y puesta en servicio efectiva de nuevas instalaciones de generación a través de pagos que facilitasen a sus promotores la recuperación de los costes de inversión.

Aunque ambos servicios fueron desarrollados conceptualmente, solo el destinado a promover la capacidad a largo plazo resultó de aplicación por ser el único que contó con un modelo retributivo desarrollado en el Anexo III de la propia orden. En dicha disposición, se establecía que las instalaciones de generación que tenían derecho al incentivo a la inversión eran las de régimen ordinario con potencia instalada superior o igual a 50 MW, cuya acta de puesta en marcha fuera posterior al 1 de enero de 1998 y siempre que no hubieran transcurrido 10 años desde la misma.

Con la aprobación de la Orden ITC/3127/2011, se comenzó a regular el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad. En ella, se fijó un pago para las centrales que eran objeto de la prestación del servicio para asegurar su disponibilidad. De esta forma existía el incentivo económico para que estas centrales

estuvieran operativas y garantizaran el suministro eléctrico. Los pagos por disponibilidad se configuraron en función de la potencia neta instalada de la central, así como de un índice de disponibilidad. Además, con esta orden también se modificó el modelo de retribución del incentivo a la inversión.

Posteriormente, con el Real Decreto-ley 13/2012, se redujeron, de forma excepcional para el año 2012, los valores de retribución del incentivo a la inversión fijados por la anterior orden. En el propio decreto se justificaron dichos cambios debido a la situación de baja demanda de energía eléctrica en aquel momento, además de un riesgo reducido de déficit en capacidad instalada.

Finalmente, el modelo de retribución del pago por capacidad actualmente vigente es el aprobado en el Real Decreto-ley 9/2013, en el cual se adoptaban medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. El modelo de retribución para el servicio de disponibilidad no sufre ningún cambio; sin embargo, el correspondiente al incentivo de inversión vuelve a reducirse, pero esta vez de forma fija. El propio decreto utiliza la misma justificación aportada en el anterior decreto de carácter excepcional (Real Decreto-ley 13/2012). Esta reducción drástica va acompañada de un alargamiento en el plazo que resta para su percepción a aquellas instalaciones que aún mantengan el derecho al cobro. Además, se suprime la aplicación de este incentivo regulado para las nuevas instalaciones de producción, salvo para aquellas que obtuvieran el acta de puesta en servicio definitiva con anterioridad al 1 de enero de 2016.

Incentivo a la inversión (€/MW/año)	Orden ITC/3127/2011	Real Decreto-ley 13/2012	Real Decreto-ley 9/2013
Instalaciones con acta de puesta en marcha a partir del 1 de enero de 1998	26.000	23.400	10.000 <sup>21</sup>

**Tabla 2.** Evolución de los valores retributivos por incentivo a la inversión.

**Fuente:** [25], [26], [27] y Elaboración propia.

<sup>21</sup> Esta cuantía solo es aplicable a las actas de puesta en servicio anteriores al 1 de enero de 2016.

En la Tabla 2, se muestra la evolución de la parte del pago por capacidad referida al incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo desde la última revisión del modelo retributivo hasta la actualidad.

La retribución del servicio de disponibilidad a medio plazo fue fijada en la Orden ITC/3127/2011 y no ha sufrido cambios desde entonces. Al igual que con el incentivo a la inversión, el operador del sistema es el encargado de la liquidación de la retribución del servicio de disponibilidad a cada uno de los titulares de las instalaciones que tienen derecho a la percepción del mismo. La cuantía anual correspondiente a la retribución anual por disponibilidad de cada grupo correspondiente a una de las tecnologías de régimen ordinario, expresada en euros, por el servicio de disponibilidad es la que resulta de aplicar la siguiente fórmula [25]:

$$RSD_{i,j} = a \cdot ind_j \cdot PN_i \text{ (€/MW)}$$

Donde:

-  $RSD_{i,j}$ , es la retribución del servicio de disponibilidad anual para el grupo  $i$  de la tecnología  $j$  en €

-  $a$ , es un índice que representa la retribución anual por disponibilidad, expresada en €/MW. El valor de este índice fue definido en la propia orden y corresponde a 5.150 €/MW.

-  $ind_j$ , es un índice que representa la disponibilidad de la tecnología  $j$ , expresada en términos unitarios con tres decimales. Los valores de este índice para cada tecnología fueron también definidos en la propia orden y corresponden a:

- Centrales de ciclo combinado: 0,913.
- Centrales de carbón: 0,912.
- Centrales de fuel-oil: 0,877.
- Centrales de hidráulicas de bombeo y embalse: 0,237.

-  $PN_i$ , es la potencia neta del grupo correspondiente  $i$  que se pone a disposición del operador del sistema, expresada en MW.

A continuación, en la Tabla 3, se muestran los valores retributivos anuales del servicio de disponibilidad por potencia instalada neta de cada tecnología.

Servicio de disponibilidad (€/MW/año)	Orden ITC/3127/2011
Ciclos combinados	4.701,95
Centrales de carbón	4.696,8
Centrales de fuel-oíl	4.516,55
Centrales hidráulicas	1.220,55

**Tabla 3.** Valores retributivos del servicio de disponibilidad de las tecnologías de régimen ordinario.

**Fuente:** Elaboración propia.

## 4.5. Garantía de suministro

A principios del año 2010 fue aprobado el Real Decreto 134/2010 por el que se establecía un nuevo procedimiento de ajuste del sistema denominado “resolución de restricciones por garantía de suministro” y se modificaba el Real Decreto 2019/1997 por el que se organizaba y regulaba el mercado de producción de energía eléctrica.

Mediante este procedimiento, que se aplica inmediatamente después de la casación del mercado diario, se altera el resultado de la misma para retirar la producción casada correspondiente a determinadas unidades térmicas y sustituirla por la de otras centrales no casadas en el mercado que utilizan carbón autóctono como combustible. Como contrapartida, se establecieron una serie de pagos en calidad de compensación por lucro cesante a las unidades así retiradas del programa de generación en el mercado diario.

Además, se establecieron los precios de retribución y los volúmenes de producción anuales de la generación eléctrica con carbón nacional que como máximo podrían programarse en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro y que, en vez de estar cuantificados numéricamente, dependían de la aplicación de una metodología.

Estas medidas de apoyo al carbón nacional, que tenían aplicación hasta el año 2014, se justificaron en base a la importancia de mantener disponible la opción de los combustibles de origen autóctono y el parque generador de centrales de carbón nacional, porque se consideraba que aportaban un grado de fiabilidad adecuado para



asegurar la correcta operación del sistema y del suministro eléctrico, de modo que se aseguraba en última instancia la garantía del suministro a los consumidores de electricidad.

Tan solo unos meses más tarde, fue necesario revisar este decreto mediante la aprobación del Real Decreto 1221/2010. En él se explicaba que era necesario modificar el Real Decreto 134/2010 debido principalmente a que, de acuerdo con las conclusiones del mencionado proceso de pre-notificación a la Comisión Europea:

*Es necesario introducir mejoras en el mecanismo propuesto, debido, fundamentalmente a la incompatibilidad con el marco normativo comunitario de la compensación de las unidades retiradas e incluidas en un primer momento en el programa. Por ello, en este real decreto se eliminan aquellos aspectos del texto relativos a la compensación de las unidades retiradas, adaptando el resto de los preceptos a las nuevas condiciones [29].*

Los precios de retribución y los volúmenes de producción programable de la generación eléctrica con carbón nacional son fijados para cada central anualmente por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía y no pueden superar el límite del 15 % de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad demandada por el mercado nacional, considerada en periodos anuales.

La última Resolución de la Secretaría de Estado de Energía aplicada en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro fue la aprobada el 30 de diciembre de 2013 y en ella se fijaban las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía para el año 2014.

#### **4.6. Servicio de gestión de demanda de interrumpibilidad**

El servicio de interrumpibilidad para un consumidor que sea proveedor del mismo consiste en la reducción de su potencia activa en respuesta a una orden de reducción dada por el operador del sistema de acuerdo a lo dispuesto en la presente orden y su normativa de aplicación.

Con la aprobación del Real Decreto 1634/2006, en el cual se establecía la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2007, se fijaron por primera vez las bases para

regular el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, que sería gestionado por el operador del sistema.

Posteriormente, dicho servicio comenzó a aplicarse tras la aprobación de la Orden ITC/2370/2007 con la que se regulaban las condiciones del servicio, los requisitos para participar como proveedor del mismo y su régimen retributivo.

Este servicio se configuraba como una herramienta para flexibilizar la operación del sistema y dar respuestas rápidas y eficientes ante eventuales situaciones de emergencia, minimizando el impacto en la seguridad del sistema.

Con el fin de perfeccionar y ajustar la valoración de la prestación de dicho servicio al contexto de baja demanda y elevada penetración renovable no gestionable e intermitente, se aprobó la Orden IET/2804/2012 que modificaba la orden vigente. Con esta orden se primaba a aquellos consumidores que aportasen un valor de potencia más alto en todos los periodos horarios de una manera continuada y previsible. Además, se dio un mandato al operador del sistema para que presentase, en el plazo de un año desde su entrada en vigor, una propuesta de revisión del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad que contemplase, entre otros aspectos, la asignación del servicio mediante mecanismos competitivos de mercado.

Debido a ello, se realizó la Orden IET/2013/2013, en la cual se configuraba un mecanismo donde el operador del sistema seguía siendo el encargado de la gestión del servicio, así como de la ejecución, seguimiento y verificación de todos los aspectos relativos a la prestación de dicho servicio de gestión de la demanda, añadiendo como novedad la función de realización de subastas de asignación de la capacidad interrumpible. Adicionalmente, y con el fin de garantizar la efectiva prestación de dicho servicio y su realización al menor coste para el sistema eléctrico, en esta orden se revisaba el propio servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Desde esta forma, el operador del sistema podría gestionar el servicio de interrumpibilidad atendiendo a las necesidades que pudieran surgir en la operación del sistema eléctrico, de acuerdo a criterios de seguridad y de menor coste. Por tanto, el operador podría solicitar una ejecución de la opción de reducción de potencia respondiendo a los siguientes criterios [33]:

- **Criterios técnicos:** como herramienta de respuesta rápida en situaciones de emergencia dentro de la operación del sistema.

- **Criterios económicos:** en situaciones en que la aplicación del servicio suponga un menor coste que el de los servicios de ajuste del sistema.

Un tiempo más tarde, se publicó la Orden IET/346/2014 donde se establecía el método de retribución del servicio de interrumpibilidad. Dicha retribución estaba constituida por dos términos [34]:

- Un término fijo asociado a la disponibilidad de potencia, por el que el proveedor recibe la retribución resultante de multiplicar la cantidad de potencia adjudicada en cada subasta por el precio resultante de la misma.
- Un término variable asociado a la aplicación efectiva del servicio, es decir, a la ejecución de la orden de reducción de potencia emitida por el operador del sistema.

Finalmente, este nuevo servicio de interrumpibilidad comenzó a aplicarse el 1 de enero de 2015.

# Capítulo 5

## Caso de estudio

En este capítulo se realiza la optimización del parque de generación térmico español en función de las variaciones de demanda y de las condiciones económicas que podrían darse en un horizonte a corto-medio plazo. Además, se realiza la suposición de diferentes casos en los que la demanda modifica su composición con el fin de poder sacar unas conclusiones más acertadas.

### 5.1. Curva de demanda y de generación

Los datos utilizados para generar la curva de demanda de este estudio corresponden a los datos reales de la demanda peninsular del año 2014 ofrecidos por REE a través del Sistema de Información del Operador del Sistema (e-sios). En concreto, se ha extraído la información del Programa Horario Operativo (también conocido como P48), el cual representa la energía real final, es decir, una vez aplicados todos los procesos pertinentes (Intradiario, Restricciones, Desvíos, etc.) después de la casación de energía del mercado diario.

La energía demandada en la Península suele ser relativamente inferior a la generación total porque, a pesar de que el efecto que producen los balances de energía con otros sistemas internacionales y nacionales puede ser tanto de saldo exportador como importador, los consumos de bombeo no se contabilizan como demanda peninsular pero sí deben ser cubiertos por el total de la generación.

Para llevar a cabo la optimización del sistema, es necesario distinguir primero tres tipos de generación:

- **Generación térmica**, la cual corresponde a la producida por las centrales de carbón, ciclo combinado, nuclear y fuel-gas. Esta última tecnología no se tiene en cuenta como tecnología viable para la optimización pues en los últimos años se han ido desmantelando todas las centrales de este tipo, siendo el año 2014 el último año de funcionamiento.

- **Generación renovable**, en la cual se hace referencia a todas las tecnologías de producción de energía renovable. Estas son las instalaciones de generación eólica, hidráulica y minihidráulica, solar fotovoltaica, solar térmica y térmica renovable. Además se añade también la energía correspondiente al ajuste de programas que indica la diferencia entre la producción eólica, solar fotovoltaica y solar térmica programada y la que realmente se ha producido.
- **Resto de generación**, en la cual se incluyen otras tecnologías de producción de energía existentes como las centrales de cogeneración o de biomasa. Además en esta generación se añade la energía proveniente de los intercambios internacionales, el consumo por bombeo y el enlace con las Islas Baleares.

Esta distinción se hace necesaria ya que las tecnologías de generación térmica son las que van a marcar el precio de la energía al tener unos costes variables más elevados que el resto.

En cuanto a la generación renovable, a pesar de sus bajos costes variables, es necesario diferenciarla del resto de la generación puesto que las tecnologías que utilizan el viento o el sol para producir energía son de carácter intermitente, y las que utilizan el agua no pueden garantizar un producible hidráulico constante al depender de la cantidad de agua embalsada y tener otras funciones asociadas (suministro de agua, regadíos, etc). Por lo tanto, este tipo de generación debe ser cubierta en su totalidad por la generación térmica por motivos de seguridad.

Por último, en el resto de generación, aparte de las demás centrales de producción existentes, también se incluyen los intercambios con los sistemas colindantes así como los consumos por bombeo.

## 5.2. Costes de generación térmica

A pesar de encontrarnos en la época de la comunicación, en la cual la transmisión de información es prácticamente instantánea entre los distintos puntos del planeta, no existen suficientes fuentes de información que ofrezcan los datos reales sobre los costes de generación de energía de cada tipo de tecnología. Aunque diversos organismos nacionales e internacionales han realizado estudios al respecto, los datos de

partida y, por tanto, los resultados obtenidos, han sido muy dispares. Esto es debido, principalmente, al nivel de incertidumbre que existe en este sector.

La liberalización de los mercados energéticos ha restringido el acceso a los costes de generación ya que las empresas privadas justifican su carácter confidencial basándose en el efecto que ocasionaría en el mercado de competencia si éstos fueran de carácter público.

Las políticas energéticas y medioambientales de los últimos años también han elevado la incertidumbre existente en el sector. La creación de una “penalización” por la producción de CO<sub>2</sub>, con el fin de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, ha influenciado de forma directa e indirecta a los costes de generación. En los últimos años, las políticas energéticas han apostado por la generación renovable y el ciclo combinado, por lo que no se tienen datos actualizados de construcción del resto de tecnologías.

Otros factores que influyen son la volatilidad en el precio de los combustibles fósiles, la evolución y mejora de las tecnologías de generación existentes, las subvenciones públicas, la previsión sobre la variación de la máxima demanda en el futuro, etc.

### **5.2.1. Extracción de datos de los costes de las tecnologías térmicas**

Para realizar la estimación de los costes de generación de cada tecnología se parte de los datos ofrecidos en el informe internacional “Projected Cost of Generating Electricity” (Edición 2010) realizado conjuntamente por la Agencia Internacional de la Energía (IEA), la Agencia de la Energía Nuclear (NEA) y la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) [10]. Además, estos datos se complementan con los extraídos en el informe “Assumptions to the Annual Energy Outlook 2014” realizado por la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA) [35].

En este estudio solo se tienen en cuenta los costes por el funcionamiento normal de la central. Por ello, para el cálculo de costes de generación, no se han considerado los costes de transporte de energía y los costes de arranque y parada de las centrales. Además, el coste de desmantelamiento de las centrales se considera despreciable pues representa menos del 0,5% del coste de generación [10].

Los diferentes costes que se contemplan se dividen en fijos y variables. Los costes fijos están formados por el coste de inversión y construcción y por el coste fijo de operación y mantenimiento (O&M), mientras que los costes variables lo están por el coste de combustible, el coste de emisión de CO<sub>2</sub> y el coste variable de O&M.

En lo que a las tecnologías de generación respecta, se ha considerado que todas las centrales térmicas son convencionales y, en el caso de las centrales de carbón y de ciclo combinado, sin captura de carbono. Esto es debido a que la mayoría de centrales del parque actual español son de este estilo.

A continuación, de la Figura 20, extraída del informe realizado por la EIA, se obtienen los datos relativos a los costes variables y fijos de O&M, los costes inmediatos (*Total overnight cost*<sup>22</sup> en \$/kW) y la eficiencia térmica (*Heatrate*<sup>23</sup> en Btu/kWh) de las centrales de cada tipo de tecnología de producción.

Technology	Online Year <sup>1</sup>	Size (MW)	Lead time (years)	Base Overnight Cost in 2013 (2012 \$/kW)	Contingency Factors		Total Overnight Cost in 2013 <sup>4</sup> (2012 \$/kW)	Variable O&M <sup>5</sup> (2012 \$/mWh)	Fixed O&M (2012\$/kW/yr.)	Heatrate <sup>6</sup> in 2013 (Btu/kWh)	nth-of-a-kind Heatrate (Btu/kWh)
					Project Contingency Factor <sup>2</sup>	Techno-logical Optimism Factor <sup>3</sup>					
Scrubbed Coal New	2017	1300	4	2,734	1.07	1.00	2,925	4.47	31.18	8,800	8,740
Integrated Coal-Gasification Comb Cycle (IGCC)	2017	1200	4	3,525	1.07	1.00	3,771	7.22	51.39	8,700	7,450
IGCC with Carbon sequestration	2017	520	4	5,958	1.07	1.03	6,567	8.45	72.84	10,700	8,307
Conv Gas/Oil Comb Cycle	2016	620	3	871	1.05	1.00	915	3.60	13.17	7,050	6,800
Adv Gas/Oil Comb Cycle (CC)	2016	400	3	945	1.08	1.00	1,021	3.27	15.37	6,430	6,333
Adv CC with carbon sequestration	2017	340	3	1,856	1.08	1.04	2,084	6.78	31.79	7,525	7,493
Conv Comb Turbine <sup>8</sup>	2015	85	2	924	1.05	1.00	971	15.45	7.34	10,817	10,450
Adv Comb Turbine	2015	210	2	641	1.05	1.00	673	10.37	7.04	9,750	8,550
Fuel Cells	2016	10	3	6,099	1.05	1.10	7,044	42.99	0.00	9,500	6,960
Adv Nuclear	2019	2234	6	4,763	1.10	1.05	5,501	2.14	93.28	10,464	10,464
Distributed Generation - Base	2016	2	3	1,414	1.05	1.00	1,485	7.76	17.45	9,027	8,900
Distributed Generation - Peak	2015	1	2	1,698	1.05	1.00	1,783	7.76	17.45	10,029	9,880
Biomass	2017	50	4	3,590	1.07	1.02	3,919	5.26	105.64	13,500	13,500
Geothermal <sup>19</sup>	2016	50	4	2,375	1.05	1.00	2,494	0.00	112.92	9,716	9,716
Municipal Solid Waste Conventional Hydropower <sup>9</sup>	2014	50	3	7,751	1.07	1.00	8,294	8.75	392.81	18,000	18,000
Wind	2014	500	4	2,213	1.10	1.00	2,435	2.65	14.83	9,716	9,716
Wind Offshore	2014	100	3	2,061	1.07	1.00	2,205	0.00	39.55	9,716	9,716
Solar Thermal <sup>7</sup>	2017	400	4	4,503	1.10	1.25	6,192	0.00	74.00	9,716	9,716
Solar Thermal <sup>7</sup>	2016	100	3	4,715	1.07	1.00	5,045	0.00	67.26	9,716	9,716
Photovoltaic <sup>210</sup>	2015	150	2	3,394	1.05	1.00	3,564	0.00	24.69	9,716	9,716

**Figura 20.** Características y costes de las nuevas centrales de generación de electricidad.

**Fuente:** [35] y elaboración propia.

<sup>22</sup> *Overnight cost*: es el coste inmediato de la central, es decir, el coste de inversión y construcción que tiene la central pero sin tener en cuenta los intereses (costes financieros). [10]

<sup>23</sup> *Heatrate*: es el cociente entre la energía térmica aportada por la combustión de combustible y la energía generada pero expresada en distintas unidades. Si se realiza su inversa, teniendo las mismas unidades, se obtiene el rendimiento de la central.



Por otro lado, del informe desarrollado conjuntamente entre IEA, NEA y OCDE, se obtienen los precios del combustible por unidad de energía térmica (\$/GJ) y el tiempo de vida (años) de cada tipo de central. Para las centrales de carbón y ciclo combinado, también se obtienen las emisiones de CO<sub>2</sub> (100 y 50 tCO<sub>2</sub>/TJ respectivamente) así como el factor de conversión eléctrica (40 % y 55 % respectivamente). En dicho informe, se suponen dos tasas de descuento, 5 % y 10 %, pero en el estudio inicial solo se aplicará la primera. En el capítulo de Análisis de Sensibilidad se estudia el impacto de aplicar la segunda.

Respecto a los costes de emisión de CO<sub>2</sub> existe cierta controversia. Con el Protocolo de Kioto se trató de limitar y reducir la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero producidos con el fin de lograr los objetivos que se marcaron para 2020. Para ello, se creó el Comercio Internacional de Emisiones, que recoge las operaciones de compra-venta de créditos entre países en vías de desarrollo y/o industrialización para cumplir con los compromisos adquiridos reduciendo sus emisiones y, al mismo tiempo, comercializar los créditos de emisiones excedentarios a otros países. Concretamente en la Unión Europea, se creó el Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión (RCCDE) que durante los dos primeros periodos de comercio (2005-2007 y 2008-2012) tuvo por objeto ayudar a los Estados miembros de la UE a cumplir sus compromisos de limitación o reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de una manera rentable [36]. Ahora, durante el tercer período de comercio (2013-2020), el límite máximo de derechos de emisión es único a escala de la UE, por lo que los derechos de emisión son sacados directamente a subasta<sup>24</sup>. El hecho de que las empresas que participan en el régimen puedan comprar o vender derechos de emisión permite reducir emisiones al mínimo coste.

El valor óptimo al que se estimó que se conseguirían los objetivos era de unos 25-30 €/tCO<sub>2</sub>, suficientes para incentivar a las empresas a invertir en mejorar su tecnología. Sin embargo, ésta previsión se realizó antes de la crisis económica, la cual generó un exceso de oferta que ha situado el precio por debajo de los 10 €/tCO<sub>2</sub> [37].

---

<sup>24</sup> En los dos primeros períodos, la mayor parte de los derechos de emisión se asignaron de forma gratuita. Para el tercer período, el porcentaje de derechos que se sacan a subasta es mucho mayor que el que se asignará de forma gratuita, y se van aumentando año a año [36].



A pesar de todo esto, para el caso base se supone el precio considerado por el informe realizado por la IEA, NEA y OCDE, de 30 \$/tCO<sub>2</sub><sup>25</sup> (unos 22,23 €/tCO<sub>2</sub>), ya que se aproxima más al valor óptimo estimado para el sistema de comercio de derechos.

En ambos informes, se toma como unidad monetaria el dólar por lo que es necesario realizar la conversión a euros. Para realizar dicha conversión se utiliza la tasa de cambio dólar/euro (\$/€) de 1,3493 fijada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro para el año 2014. Como se menciona en la propia resolución: “Este valor es la media del mes de noviembre de 2013 publicada en el boletín estadístico del Banco de España [38]”.

Cabe destacar que en los últimos meses el euro ha sufrido una fuerte depreciación frente al dólar y el tipo de cambio se sitúa en un valor cercano a la unidad.

20. TIPOS DE CAMBIO E ÍNDICES DE COMPETITIVIDAD  
A) Tipos de cambio

20.1 Tipos de cambio del euro (a)

Banco Central Europeo y FMI para el DEG						Unidades monetarias por euro. Media de datos diarios					
	Dólar estadouni- dense (USD)	Yen japonés (JPY)	Franco suizo (CHF)	Libra esterlina (GBP)	Corona sueca (SEK)	Corona danesa (DKK)	Corona noruega (NOK)	Dólar canadiense (CAD)	Dólar australiano (AUD)	Dólar neozelandés (NZD)	Pro memoria DEG (XDR)
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
09	1,3948	130,34	1,5100	0,89094	10,6191	7,4462	8,7278	1,5850	1,7727	2,2121	0,9036
10	1,3257	116,24	1,3803	0,85784	9,5373	7,4473	8,0043	1,3651	1,4423	1,8377	0,8687
11	1,3920	110,96	1,2326	0,86788	9,0298	7,4506	7,7934	1,3761	1,3484	1,7600	0,8813
12	1,2848	102,49	1,2053	0,81087	8,7041	7,4437	7,4751	1,2842	1,2407	1,5867	0,8390
13	1,3281	129,66	1,2311	0,84926	8,6515	7,4579	7,8067	1,3684	1,3777	1,6206	0,8739
14	1,3285	140,31	1,2146	0,80612	9,0985	7,4548	8,3544	1,4661	1,4719	1,5995	0,8739
14 Mar	1,3823	141,48	1,2177	0,83170	8,8666	7,4638	8,2906	1,5352	1,5217	1,6199	0,8932
Abr	1,3813	141,62	1,2189	0,82520	9,0329	7,4656	8,2506	1,5181	1,4831	1,6049	0,8922
May	1,3732	139,74	1,2204	0,81535	9,0298	7,4641	8,1513	1,4951	1,4755	1,5957	0,8878
Jun	1,3592	138,72	1,2181	0,80409	9,0914	7,4588	8,2149	1,4728	1,4517	1,5769	0,8820
Jul	1,3539	137,72	1,2150	0,79310	9,2327	7,4564	8,3880	1,4524	1,4420	1,5578	0,8785
Ago	1,3316	137,11	1,2118	0,79730	9,1878	7,4551	8,2522	1,4548	1,4306	1,5783	0,8725
Sep	1,2901	138,39	1,2076	0,79113	9,1929	7,4449	8,1798	1,4196	1,4246	1,5841	0,8602
Oct	1,2673	136,85	1,2078	0,78861	9,1797	7,4448	8,3136	1,4214	1,4436	1,6090	0,8525
Nov	1,2472	145,03	1,2027	0,79054	9,2384	7,4415	8,4912	1,4136	1,4432	1,5928	0,8503
Dic	1,2331	147,06	1,2026	0,78830	9,4043	7,4402	8,9802	1,4216	1,4928	1,5874	0,8464
15 Ene	1,1621	137,47	1,0940	0,76680	9,4167	7,4406	8,9320	1,4039	1,4390	1,5213	0,8175
Feb	1,1350	134,69	1,0618	0,74051	9,4901	7,4501	8,6188	1,4199	1,4568	1,5236	0,8034
Mar	1,0838	130,41	1,0608	0,72358	9,2449	7,4593	8,6434	1,3661	1,4008	1,4506	0,7824
Abr	1,0779	128,94	1,0379	0,72116	9,3254	7,4655	8,5057	1,3313	1,3939	1,4217	0,7793
May	1,1150	134,75	1,0391	0,72124	9,3037	7,4612	8,4103	1,3568	1,4123	1,5112	0,7945
Jun	1,1213	138,74	1,0455	0,72078	9,2722	7,4603	8,7550	1,3854	1,4530	1,6046	0,7982
Jul	1,0996	135,68	1,0492	0,70685	9,3860	7,4616	8,9357	1,4124	1,4844	1,6542	0,7873
Ago	1,1139	137,12	1,0777	0,71423	9,5155	7,4627	9,1815	1,4637	1,5269	1,7001	0,7940

BANCO DE ESPAÑA / BOLETÍN ESTADÍSTICO

**Figura 21.** Evolución del tipo de cambio del euro.

**Fuente:** [39].

Como se puede observar en la Figura 21, la depreciación que se produjo entre 2014 y principios de 2015 ha sido bastante considerable. La tasa de cambio es un elemento que tiene gran influencia en la mayoría de mercados, incluido el energético. Aunque el objetivo de este estudio no sea analizar su impacto, sí cabe mencionar que el uso de otro valor para el tipo de cambio conllevaría a unos datos diferentes.

<sup>25</sup> En el capítulo de Análisis de Sensibilidad se estudiará el efecto que produce el suponer otro valor más cercano al precio actual.

### 5.2.2. Cálculo de costes de generación térmica

Dado que el objetivo de este estudio es el parque óptimo de generación de energía, los costes de cada tipo de tecnología se expresarán mediante la ecuación que define la curva de costes medios de capacidad explicada en el Capítulo 3.

$$AC_k = FC + cf \cdot VC \text{ (R/MWh)}$$

Por tanto, utilizando los datos recopilados, se realiza el cálculo de los costes de generación de cada tipo de tecnología.

#### 5.2.2.1. Costes variables

Los costes variables representan aquellos costes que dependen del nivel de utilización de la central. Estos costes están formados por el coste de combustible, el coste de emisión de carbono y la parte variable del coste de O&M.

$$VC = C.Comb + C.CO_2 + C.O\&MV \text{ (R/MWh)}$$

Donde:

- $C.Comb$ , es el coste de combustible. Este se calcula como:

$$C.Comb = HR \cdot P.Comb \text{ (R/MWh)}$$

- $HR$ , es la eficiencia térmica (*Heatrate*) de la central en  $MBtu/MWh$ .
  - $P.Comb$ , es el precio del combustible en  $R/MBtu$ <sup>26</sup>.
- $C.CO_2$ , es el coste de emisiones de carbono. Solo se calcula para centrales de carbón y ciclo combinado, y se halla como:

$$C.CO_2 = f \cdot E.CO_2 \cdot P.CO_2 \text{ (R/MWh)}$$

- $f$ , es el factor de conversión eléctrica de cada tecnología.
  - $E.CO_2$ , son las emisiones de carbono en  $tCO_2/MWh$ <sup>27</sup>.
  - $P.CO_2$ , es el precio por cantidad de carbono emitido en  $R/tCO_2$ .
- $C.O\&MV$ , son los costes variables de operación y mantenimiento en  $R/MWh$ .

Aplicando este proceso de cálculo a las diferentes tecnologías que se tienen en cuenta en este estudio, se obtienen los siguientes resultados:

<sup>26</sup> El factor de conversión utilizado ha sido de  $1GJ = 0,9478169879MBtu$ .

<sup>27</sup> El factor usado para la conversión de Julios a Megavatios-hora es de  $1TJ = 277,78MWh$ .

	<b>C.Comb (€/MWh)</b>	<b>C.CO<sub>2</sub> (€/MWh)</b>	<b>C.O&amp;MV (€/MWh)</b>	<b>VC (€/MWh)</b>
<b>Nuclear</b>	20,94	0	1,59	22,53
<b>Carbón</b>	24,78	20,01	3,31	48,10
<b>Ciclo Combinado</b>	53,81	7,28	2,67	63,76

**Tabla 4.** Costes variables de las tecnologías de generación estudiadas.

**Fuente:** Elaboración propia.

#### 5.2.2.2. Costes fijos

Los costes fijos representan los costes que no dependen del nivel de utilización de la central. Están formados por los costes de inversión (entre los que se incluyen los costes de construcción y los costes financieros) y la parte fija de los costes de O&M.

$$FC = C.Inv + O\&MF$$

Donde,

- $C.Inv$ , son los costes de inversión anualizados. Como se desarrollo en el capítulo anterior, estos costes se calculan como:

$$C.Inv = \frac{1}{8,76} \cdot \frac{r \cdot OC}{1 - \frac{1}{(1-r)^T}} \quad (R/MWh)$$

- $O\&MF$ , son los costes fijos de operación y mantenimiento en  $R/MWh$ .

Aplicando este proceso de cálculo para cada tipo de tecnologías que se tienen en cuenta en este estudio, se obtienen los siguientes resultados:

	<b>C.Inv (€/MWh)</b>	<b>C.O&amp;MF (€/MWh)</b>	<b>FC (€/MWh)</b>
<b>Nuclear</b>	24,59	7,89	32,48
<b>Carbón</b>	14,42	2,64	17,06
<b>Ciclo Combinado</b>	5,04	1,11	6,15

**Tabla 5.** Costes fijos de las tecnologías de generación estudiadas.

**Fuente:** Elaboración propia.

### 5.3. Parque óptimo de generación térmica

En este estudio se pretende calcular el parque óptimo de generación térmica del Sistema Español tomando como base de partida la energía demandada durante el año 2014. Como la demanda es variable en el tiempo se deben tener en cuenta distintos horizontes temporales en los cuales se logren apreciar los efectos que la variación de demanda puede provocar sobre el parque óptimo.

Debido a la variabilidad de la demanda el parque de generación de cualquier sistema siempre debe estar sobredimensionado por motivos de seguridad. Aunque en este estudio solo se realiza la optimización del parque térmico, es necesario disponer de una capacidad extra de seguridad que garantice el suministro. En este caso, el sobredimensionamiento térmico viene caracterizado por la disponibilidad de las centrales de generación térmica y por la falta de garantías de la generación renovable, mencionada anteriormente. Para ello, se supondrá un coeficiente de disponibilidad de 0,85 sobre la potencia total instalada de cada tecnología térmica y, además, se supondrá el peor escenario posible sobre la generación renovable, es decir, que para la hora de mayor demanda anual no hay disponible ninguna tecnología de generación renovable.

Con el fin de ilustrar los posibles efectos que pueden afectar al parque de generación térmico, se realiza la optimización del parque térmico en función de varios casos posibles.

- **Primer caso o caso base**, en el cual la optimización se realiza directamente a partir de la curva de demanda del año 2014.

- **Segundo caso**, donde la curva de demanda total es la misma que la del año 2014 pero se varía su composición, habiendo un aumento proporcional del 5% de la generación renovable en detrimento de la generación térmica.

- **Tercer caso**, donde se realiza la misma suposición que en el caso anterior pero siendo el aumento proporcional de la generación renovable del 10% en vez del 5%.

- **Cuarto caso**, en la cual se sigue la línea de los dos casos anteriores pero en vez de considerar un aumento de la generación renovable se supone un descenso del 5% de la misma, siendo cubierta por la generación térmica.

- **Quinto caso**, donde se realiza una aproximación teórica al impacto que podría ocasionar el servicio de interrumpibilidad aplicado a la restricción de las horas de

máxima demanda de punta. El valor supuesto de punta máxima a partir del cual se utiliza el servicio de interrumpibilidad es de 35.000 MW<sup>28</sup>.

- **Sexto caso**, en el cual se supone un aumento del 5% de la demanda total siendo cubierta totalmente por energías renovables.

- **Séptimo caso**, donde se realiza la misma suposición que en el caso anterior pero siendo el aumento de demanda cubierto por la generación térmica.

## 5.4. Resultados

En este apartado se van a presentar los resultados generados por los diferentes casos de estudio de forma estructurada. Primero se muestra la curva de costes medios de capacidad obtenidos; después la composición de los distintos parques óptimos de generación y, por último, sus respectivos precios.

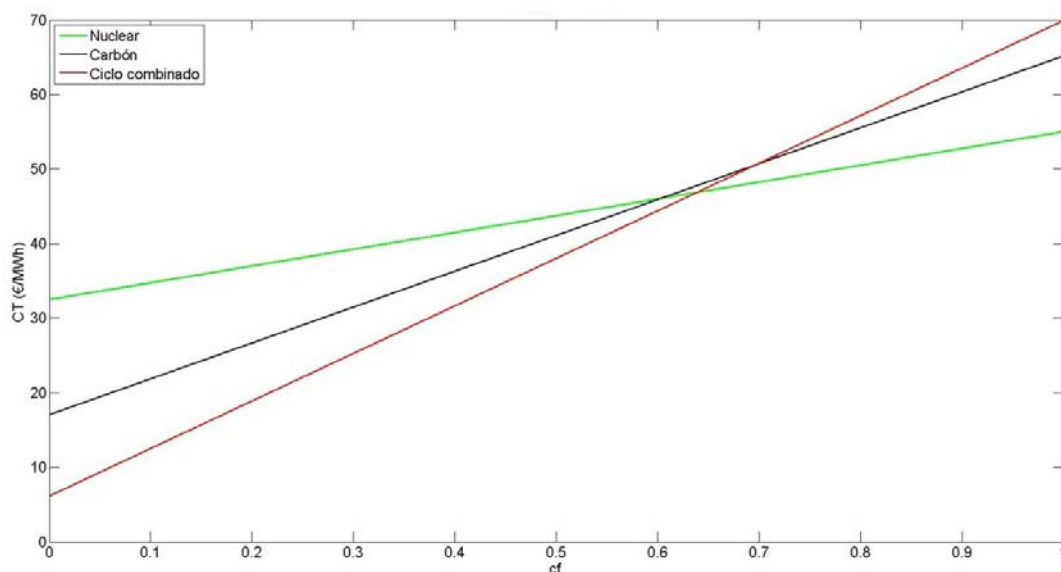
### 5.4.1. Curva de costes medios de capacidad

Para poder realizar la optimización del parque térmico es necesario calcular primero la curva de costes medios con la que se obtienen los factores de capacidad óptimos para cada tecnología. Con los costes variables y fijos calculados en el apartado anterior se obtienen las expresiones con las que se representa la curva de costes medios de capacidad.

- Nuclear:  $AC_N = 32,48 + cf \cdot 22,52$  (€/MWh)
- Carbón:  $AC_C = 17,06 + cf \cdot 48,11$  (€/MWh)
- Ciclo combinado:  $AC_{CC} = 6,15 + cf \cdot 63,76$  (€/MWh)

---

<sup>28</sup> La diferencia entre la máxima punta de demanda de año 2014 y el límite establecido a partir del cual actuaría el servicio de interrumpibilidad es de casi 4.000 MW. En la realidad, en el sistema español, este servicio tan solo dispone de 2.000 MW [40], lo cuáles nunca podrían entrar a actuar a la vez ya que se daría una situación crítica del sistema. A pesar de esto, se ha preferido suponer que el servicio de interrumpibilidad dispone de una gran capacidad (superior a los 4.000 MW) con el fin de que sus efectos sean más visibles.



**Figura 22.** Curva de costes medios de capacidad obtenida para el estudio inicial.

**Fuente:** Elaboración propia.

Como se puede observar en la Figura 22, la tecnología del carbón no tendría cabida dentro de ningún parque térmico óptimo. Esto significa que la capacidad térmica óptima se formará a partir de centrales nucleares y de ciclo combinado siendo el factor de capacidad óptimo de 0,6385. Aunque este factor de capacidad sea fijo para todo el estudio, la composición de la capacidad térmica variará dependiendo de las suposiciones que se hagan.

#### 5.4.2. Parques óptimos de generación térmica

Una vez obtenido el factor de capacidad se calcula el parque térmico óptimo en función de las variaciones de demanda supuestas en cada caso. En primer lugar, en la Tabla 6, se compara el parque óptimo para la demanda del año 2014 (Caso 1) con la capacidad térmica que había realmente ese año, mientras que los parques óptimos del resto de suposiciones se muestran en la Tabla 7.

	<b>Año 2014</b>	<b>Caso 1</b>
<b>Nuclear</b>	7.866	14.091,4
<b>Carbón</b>	10.972	0
<b>Ciclo Combinado</b>	25.348	30.931,4
<b>Total Térmica</b>	44.186	45.022,8

**Tabla 6.** Comparación de las capacidades real y óptima del año 2014 en MW.

**Fuente:** [5] y elaboración propia.

	<b>Caso 2</b>	<b>Caso 3</b>	<b>Caso 4</b>	<b>Caso 5</b>	<b>Caso 6</b>	<b>Caso 7</b>
<b>Nuclear</b>	13.277,7	12.443,9	14.922,7	14.027,4	14.091,4	15.706,3
<b>Carbón</b>	0	0	0	0	0	0
<b>Ciclo Combinado</b>	31.745,1	32.578,9	30.100,2	27.149,1	33.196,6	31.581,7
<b>Total Térmica</b>	45.022,8	45.022,8	45.022,8	41.176,5	47.288,0	47.288,0

**Tabla 7.** Potencias instaladas de cada tecnología según el caso de estudio en MW.

**Fuente:** Elaboración propia.

Como se puede observar, el parque térmico del caso cinco es el único que tiene una capacidad térmica inferior al existente realmente. Esto es debido a que al suponer que el servicio de interrumpibilidad se utilizaría para limitar las puntas máximas de demanda, la potencia térmica necesaria para cubrir la demanda del sistema se reduce.

En el resto de casos, se puede apreciar con claridad cuál es el alcance que tiene la variación de carga sobre la composición de la generación térmica respecto al parque base óptimo. En los escenarios en los cuales aumenta la generación renovable en detrimento de la térmica (Casos 2 y 3), la potencia instalada de nuclear se reduce, y aumenta la del ciclo combinado; mientras que en el escenario opuesto (Caso 4) ocurre justo lo contrario. En el Caso 6, con un incremento de la demanda que no afecta a la carga térmica, la capacidad nuclear se mantiene constante respecto al Caso base, mientras que la de ciclo combinado aumenta. Esto significa que los incrementos de generación renovable provocan que se eleve la capacidad instalada de ciclo combinado por motivos de seguridad, mientras que los incrementos de la carga térmica son cubiertos principalmente por la tecnología nuclear.

#### 5.4.3. Precios óptimos

Una vez calculados todos los parques óptimos, se obtiene el pago por capacidad (PC), el precio de la energía (PE) y el precio medio final (PMF) para cada uno de los escenarios supuestos. Además, se incluye también el precio medio final de la energía del año 2014 pero, con el fin de que estos resultados sean comparables, este valor tan solo está compuesto por el pago por capacidad y el precio del mercado diario. De esta forma se obvian las componentes referidas a las restricciones técnicas, reservas de potencia, desvíos, etc., que no se han tenido en cuenta en este estudio.



	Año 2014	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
PC	5,93	8,48	8,48	8,48	8,48	7,77	8,49	8,49
PE	43,46	51,56	51,56	51,56	51,56	51,54	51,56	51,56
PMF	49,39	60,04	60,04	60,04	60,04	59,31	60,05	60,05

**Tabla 8.** Desglose por casos de estudio de los pagos por capacidad, precios de la energía y precios medios finales en €

**Fuente:** [41] y elaboración propia.

Como se puede ver claramente, todos los escenarios supuestos presentan un precio superior al que existe realmente. Esto se debe a diversos factores que influyen directamente en el precio, de los cuáles algunos serán analizados con detalle en el capítulo de Análisis de sensibilidad.

Si se analizan los resultados en detalle, se observa que el precio de la energía es exactamente el mismo en todos los escenarios, a excepción del Caso 5. Algo parecido sucede con el pago por capacidad, el cual depende de la potencia instalada total térmica. Ante alteraciones proporcionales de la demanda total, el pago varía levemente. Esto indica que cualquier variación proporcional de la demanda y/o de su composición apenas influye en el precio medio final.

Por otro lado, en el Caso 5 se observa que los efectos que el servicio de interrumpibilidad provocaría en el precio de la energía son mínimos. Sin embargo, es en el pago por capacidad donde se observan mayores cambios. Dicho servicio tiene como objetivo limitar las puntas máximas de demanda lo que provoca que la potencia instalada térmica necesaria sea menor. El resultado obtenido indica que el impacto que tiene la reducción de potencia instalada sobre el pago por capacidad es mayor que el efecto que tiene la demanda que pasaría a ser cubierta por el servicio de interrumpibilidad sobre el coste. En otras palabras, los costes totales de las tecnologías térmicas se reducen en mayor medida que los ingresos que obtienen de la energía, por lo que la diferencia que debe costear el pago por capacidad también se reduce.



# Capítulo 6

## Análisis de sensibilidad

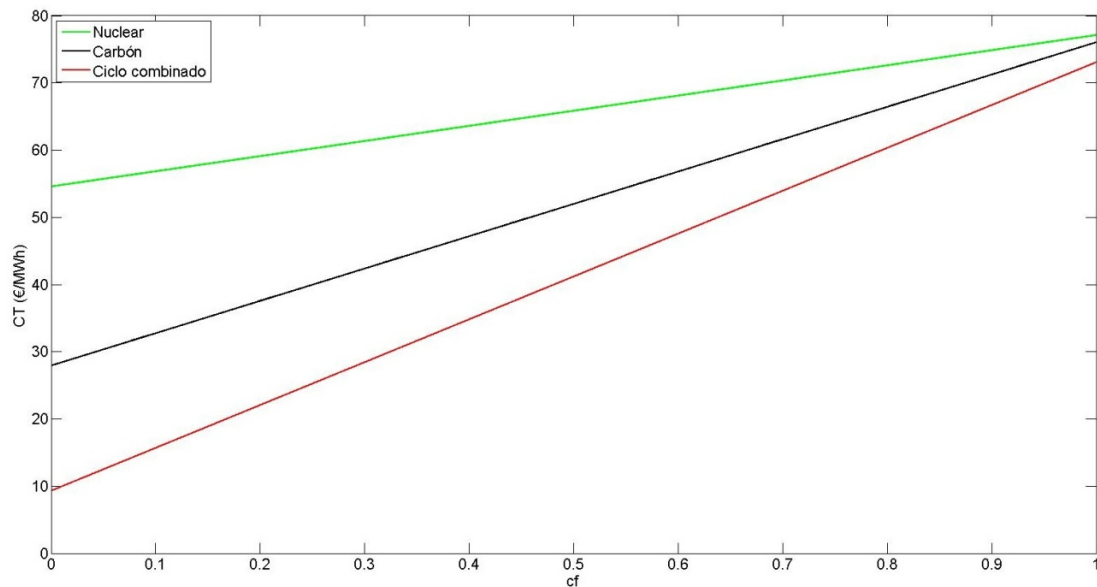
En este capítulo se pretende valorar la sensibilidad de los resultados obtenidos para los distintos parques de optimización frente a diferentes incertidumbres comentadas a lo largo del estudio. De este modo, se pretende cuantificar el impacto que supone aplicar distintos valores de parámetros constantes como pueden ser la tasa de descuento, el tipo de cambio monetario o el precio de CO<sub>2</sub>. Además, se comentarán las diferencias existentes entre el modelo teórico y la situación actual, haciendo especial hincapié en los efectos que estas diferentes pueden generar sobre el parque de generación.

### 6.1. Tasa de descuento

Como se mencionó anteriormente en el apartado de extracción de datos de los costes de tecnologías térmicas, las tasas de descuento que habitualmente se aplican en este tipo de estudios son del 5 % y 10 %. Dado que en el estudio inicial se aplica el primer valor, en esta sección se procede a calcular el impacto que generaría suponer una tasa de descuento del 10 %.

Cabe recordar que la tasa de descuento es una constante que solo afecta a los costes fijos de las tecnologías de generación. Por ello, la curva de costes medios de capacidad varía dando un coeficiente de capacidad distinto al del caso inicial.

- Nuclear:  $AC_N = 54,59 + cf \cdot 22,52$  (€/MWh)
- Carbón:  $AC_C = 27,94 + cf \cdot 48,11$  (€/MWh)
- Ciclo combinado:  $AC_{CC} = 9,33 + cf \cdot 63,76$  (€/MWh)



**Figura 23.** Curva de costes medios de capacidad obtenida suponiendo una tasa de descuento del 10 %.

**Fuente:** Elaboración propia.

Como se puede observar en la Figura 23, el coeficiente de capacidad es superior a la unidad lo que significa que solo las instalaciones de ciclo combinado tendrán cabida en esta hipótesis.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
<b>Nuclear</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>Carbón</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>Ciclo Combinado</b>	45.022,8	45.022,8	45.022,8	45.022,8	41.176,5	47.288,0	47.288,0
<b>Total Térmica</b>	45.022,8	45.022,8	45.022,8	45.022,8	41.176,5	47.288,0	47.288,0

**Tabla 9.** Potencias instaladas de cada tecnología según el caso de estudio en MW.

**Fuente:** Elaboración propia.

Dado que sólo existen centrales de ciclo combinado que cubran la demanda térmica, el precio de la energía resultante será exactamente el coste variable de esta tecnología ya que es la que marca precio durante todo el tiempo.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
PC	12,86	12,86	12,86	12,86	11,79	12,87	12,87
PE	63,76	63,76	63,76	63,76	63,76	63,76	63,76
PMF	76,63	76,63	76,63	76,63	75,55	67,52	67,52

**Tabla 10.** Desglose por casos de estudio de los pagos por capacidad, precios de la energía y precios medios finales en €

**Fuente:** Elaboración propia.

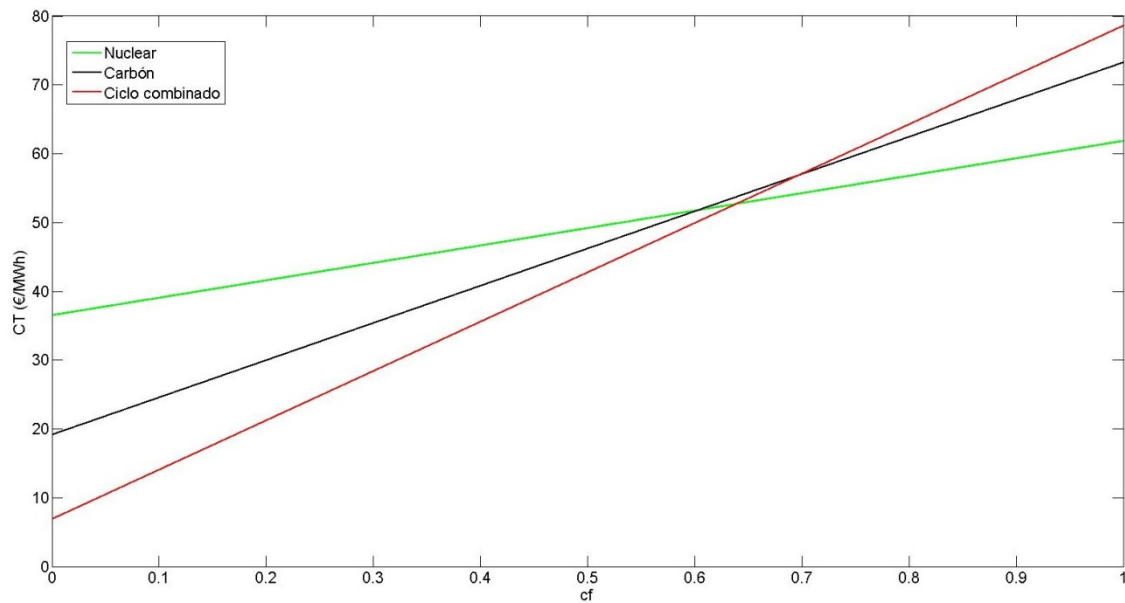
Por otro lado, el pago por capacidad aumenta considerablemente lo que significa que este parque óptimo tiene peor balance entre costes totales e ingresos por energía.

## 6.2. Tipo de cambio

La fuerte depreciación sufrida por el euro durante el año 2014 condiciona el devenir del mercado en un horizonte corto de tiempo. La devaluación de una moneda suele beneficiar a las exportaciones del país o los países que la utilicen puesto que los productos internos resultan más atractivos para los mercados externos, lo que mejora su competitividad en el exterior. Sin embargo, con las importaciones ocurre la situación contraria. Por lo tanto, si a la depreciación del euro se le une la gran dependencia del sistema energético español por el suministro de energía primaria (combustible nuclear, gas, petróleo, carbón, etc.) del exterior, ocasiona que los costes de las tecnologías de generación tiendan a alcanzar valores superiores.

Para poder cuantificar este aumento de costes se ha supuesto una tasa de cambio (\$/€) de 1,1 que se asemeja a las magnitudes medianamente estables de 2015. Con ella, se consiguen cuantificar los nuevos valores de los costes fijos y variables de cada tecnología con los que se representa la curva de costes medios de capacidad.

- Nuclear:  $AC_N = 36,52 + cf \cdot 25,33$  (€/MWh)
- Carbón:  $AC_C = 19,18 + cf \cdot 54,09$  (€/MWh)
- Ciclo combinado:  $AC_{CC} = 6,92 + cf \cdot 71,69$  (€/MWh)



**Figura 24.** Curva de costes medios de capacidad obtenida suponiendo una tipo de cambio menor (1,1\$/€).

**Fuente:** Elaboración propia.

Dado que el tipo de cambio es una constante que afecta a ambos términos por igual, el coeficiente de capacidad resultante (0,6385) y la composición de los parques térmicos óptimos son los mismos que en el caso inicial.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
<b>Nuclear</b>	14.091,4	13.277,7	12.443,9	14.922,7	14.027,4	14.091,4	15.706,3
<b>Carbón</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>Ciclo Combinado</b>	30.931,4	31.745,1	32.578,9	30.100,2	27.149,1	33.196,6	31.581,7
<b>Total Térmica</b>	45.022,8	45.022,8	45.022,8	45.022,8	41.176,5	47.288,0	47.288,0

**Tabla 11.** Potencias instaladas de cada tecnología según el caso de estudio en MW.

**Fuente:** Elaboración propia.

El hecho de que se aumenten los costes de generación de cada tecnología y, a su vez, no se produzca ningún reajuste de la capacidad térmica óptima, implica un aumento en los precios proporcional al obtenido en los costes.

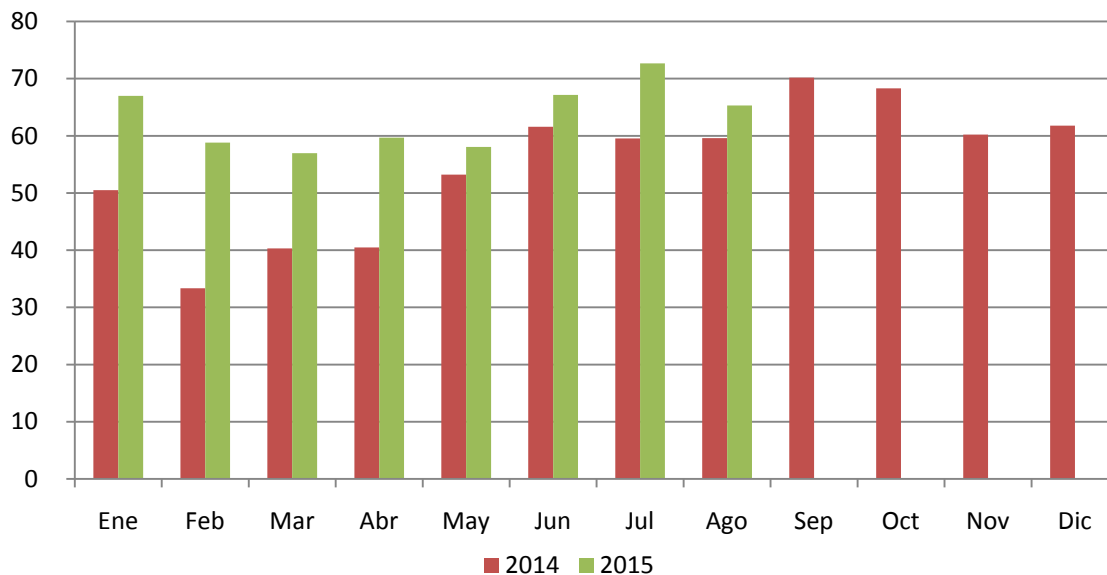
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
PC	9,54	9,54	9,54	9,54	8,74	9,54	9,54
PE	57,98	57,98	57,98	57,98	57,95	57,98	57,98
PMF	67,52	67,52	67,52	67,52	66,69	67,52	67,52

**Tabla 12.** Desglose por casos de estudio de los pagos por capacidad, precios de la energía y precios medios finales en €

**Fuente:** Elaboración propia.

Como se puede comprobar en la Tabla 12, el incremento del precio medio final es idéntico para todos los casos y, dado que es una constante de conversión, el pago por capacidad y el precio de la energía se ven afectados de igual manera.

Cabe destacar que este efecto sobre el precio medio final se puede extrapolar a la situación actual del parque de generación español. Al no haber finalizado aún el año 2015, no es posible comparar el precio medio final anual con el del año 2014. Por tanto, para realizar una comparación más correcta se analiza la evolución de los precios medios finales mensuales, representados en la Figura 25.



**Figura 25.** Precios medios finales de la energía en €/MWh.

**Fuente:** [41] y elaboración propia.

Aún teniendo en cuenta otras posibles causas que puedan generar estas diferencias, como puede ser el desajuste entre energías mensuales, es posible distinguir una tendencia al alza de precios que tiene como principal origen dicha devaluación.

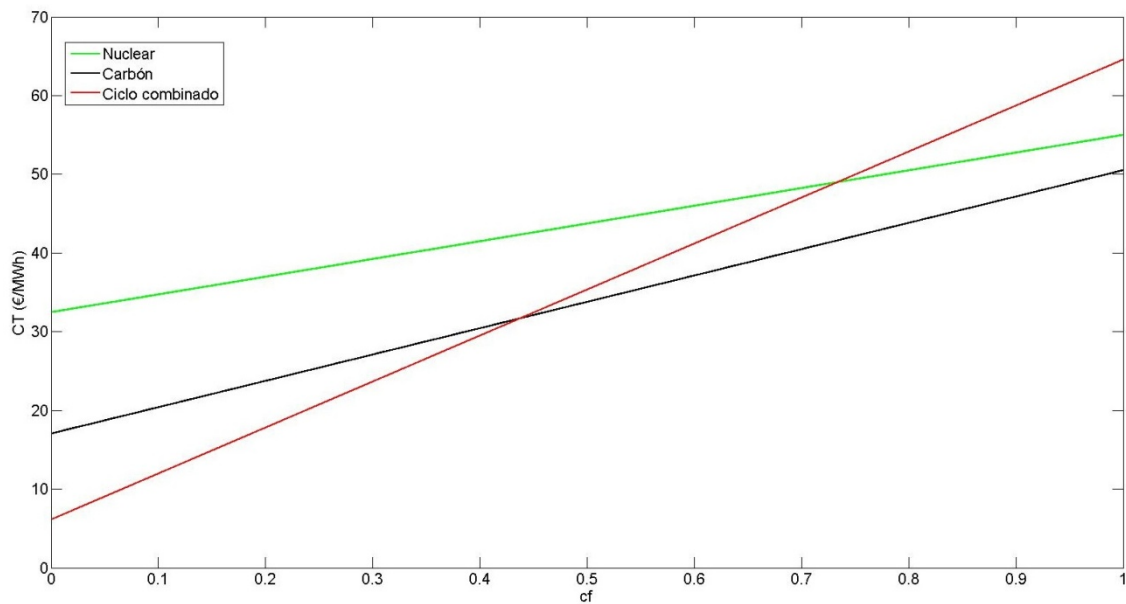
### 6.3. Precio de CO<sub>2</sub>

Las alteraciones del precio de las emisiones de CO<sub>2</sub> tienen una clara incidencia sobre los costes variables de las centrales de ciclo combinado y, sobretodo, de carbón. Al ser un coste variable añadido que trata de penalizar las emisiones contaminantes, no afecta a todas las tecnologías por igual. Por lo tanto, un precio elevado (y disuasorio) de estas emisiones podría limitar la entrada de este tipo de generación en la composición del parque de generación, mientras que un precio demasiado bajo no tendría apenas incidencia.

Para la realización del escenario principal, se fijó un precio de emisión de CO<sub>2</sub> de 22,23 €/tCO<sub>2</sub>, el cual se sitúa cerca de los valores óptimos estimados con el Protocolo de Kioto. Sin embargo, actualmente los precios de las emisiones fijados en subasta se sitúan por debajo de los 10 €/tCO<sub>2</sub>, siendo concretamente el precio medio anual del año 2014 de 5,96 €/tCO<sub>2</sub>. Con el fin de poder analizar el impacto que tiene el precio de las emisiones de CO<sub>2</sub> sobre el parque óptimo de generación térmica, se utilizará este último valor para el nuevo estudio.

- Nuclear:  $AC_N = 54,59 + cf \cdot 22,52$  (€/MWh)
- Carbón:  $AC_C = 27,94 + cf \cdot 33,46$  (€/MWh)
- Ciclo combinado:  $AC_{CC} = 9,33 + cf \cdot 58,44$  (€/MWh)

Con la representación de la curva de costes medios de capacidad se consigue ver el impacto que tiene un precio de CO<sub>2</sub> reducido en la distribución del parque óptimo térmico.



**Figura 26.** Curva de costes medios de capacidad obtenida suponiendo bajo precio de  $\text{CO}_2$  (5,96 €/t $\text{CO}_2$ ).

**Fuente:** Elaboración propia.

Como se puede observar en la Figura 26, el parque óptimo ha cambiado completamente con respecto al estudio inicial. En esta nueva situación, la generación de tipo nuclear no tiene cabida dentro del parque térmico óptimo. En su lugar entra la tecnología de carbón mientras que la de ciclo combinado se mantiene. Por otro lado, el nuevo coeficiente de capacidad obtenido es de 0,4368, lo cual indica que la carga térmica que cubre cada tecnología varía.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
<b>Nuclear</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>Carbón</b>	16.882,2	16.243,2	15.582,3	17.532,8	16.822,7	16.882,2	18.493,9
<b>Ciclo Combinado</b>	28.140,6	28.779,6	29.440,5	27.490,1	24.353,8	30.405,8	28.794,1
<b>Total Térmica</b>	45.022,8	45.022,8	45.022,8	45.022,8	41.176,5	47.288,0	47.288,0

**Tabla 13.** Potencias instaladas de cada tecnología según el caso de estudio en MW.

**Fuente:** Elaboración propia.

Con el nuevo reparto, la potencia instalada de ciclo combinado es menor que en los anteriores estudios debido a la fuerte incursión de las centrales de carbón, las cuales son las grandes beneficiadas del bajo precio de las emisiones. Además, el nuevo coeficiente de capacidad indica que las instalaciones de ciclo combinado están menos

tiempo fijando precio, por lo que el precio de la energía es menor que en el resto de estudios.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
PC	8,48	8,48	8,48	8,48	7,77	8,49	8,49
PE	46,08	46,08	46,08	46,08	46,06	46,08	46,08
PMF	54,57	54,57	54,57	54,57	53,86	54,57	54,57

**Tabla 14.** Desglose por casos de estudio de los pagos por capacidad, precios de la energía y precios medios finales en €

**Fuente:** Elaboración propia.

En la Tabla 14 se observa como el pago por capacidad de este estudio es idéntico al del escenario inicial. Esto es debido a que este pago solo depende de los costes fijos de la tecnología de punta (ciclo combinado), la energía demandada y la potencia instalada óptima, los cuales no han variado. Por otro lado, el precio de la energía ha disminuido considerablemente lo que, unido al mantenimiento del pago por capacidad, provoca que los precios medios finales sean más bajos.

## 6.4. Diferencias con la situación actual

Todos los estudios realizados generan unos precios medios finales mayores a los de la realidad. Esto es debido, por una parte, a las suposiciones que se han tomado para calcular los costes de las tecnologías de generación y, por otra, a las diferencias existentes entre el modelo teórico y la situación actual del sistema energético español. La mayoría de las suposiciones han sido analizadas a lo largo de este capítulo con el fin de observar cual es su impacto sobre el resultado final. Sin embargo, las diferencias entre los modelos teórico y real no pueden ser analizadas numéricamente pero sí explicadas para conocer sus efectos.

Una de las principales diferencias existentes es el momento de construcción del parque de generación. Mientras que en este estudio se realiza la hipótesis de un parque de generación completamente nuevo, es decir, de inmediata construcción, ciertas centrales térmicas del parque de generación español ya están amortizadas y en el final de su vida útil.



Este hecho provoca que en el sistema español se produzca una situación particular. Todas las centrales nucleares, al estar ya amortizadas, no ofertan sus costes variables en el mercado sino que realizan ofertas de venta de energía a coste nulo, asegurándose entrar en la casación para luego recibir el precio marginal del mercado. Esta táctica no es aplicable a ningún otro sistema, así que no es posible contemplar esta posibilidad en el estudio.

Aún así, se pueden aclarar de forma objetiva cuales son las variaciones que genera esta situación. Dado que las centrales nucleares están siempre funcionando, la energía que cubren no se incluiría dentro de la carga térmica que se quiere optimizar ni tampoco dentro de la demanda renovable que es necesario cubrir por seguridad. En esta situación, la potencia instalada de carbón y de ciclo combinado sería considerablemente menor, lo que reduciría el pago por capacidad teórico. Sin embargo, el precio de la energía seguiría siendo el mismo porque la curva de costes de capacidad no ha variado, por lo tanto el coeficiente de capacidad se mantiene constante. De este modo, la energía media final sí disminuiría a costa de la reducción del pago por capacidad.

Otra diferencia destacable entre ambos modelos es el tratamiento de la generación hidráulica. A lo largo del estudio se ha tenido en cuenta la suposición más conservadora, en la cual las tecnologías térmicas deberían cubrir también la demanda de la energía renovable no gestionable en la hora de máxima carga anual. Dentro de esta demanda renovable se ha incluido a la generación hidráulica puesto que tiene otras funciones principales (suministro de agua, regadío, etc.) y podría no estar disponible (precio sombra del agua elevado).

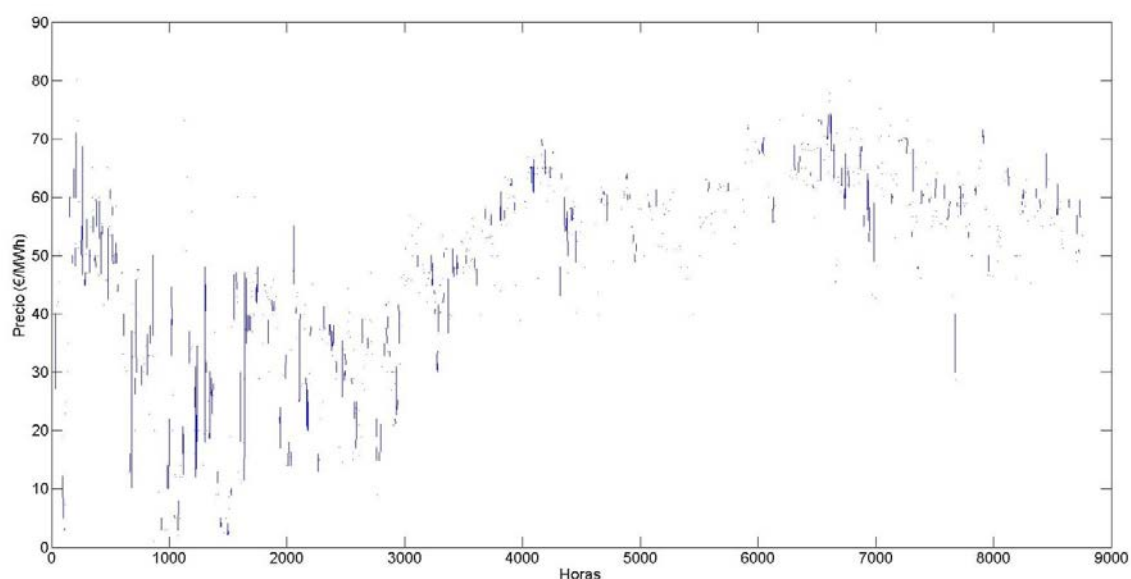
Sin embargo, en la Resolución de 18 de mayo de 2009 de la Secretaría de Estado de Energía se define concretamente cuales son las tecnologías renovables no gestionables:

*Se define como generación de origen renovable no gestionable, de acuerdo con lo establecido en el RD 661/2007, aquella cuya fuente primaria no es controlable ni almacenable y cuyas plantas de producción asociadas carecen de la posibilidad de realizar un control de la producción siguiendo instrucciones del Operador del Sistema sin incurrir en un vertido de energía primaria, o bien la firmeza del perfil de producción futura no es suficiente para que pueda considerarse como programa, aunque sí pudiera considerarse como previsión [42].*

Por ello, las centrales hidráulicas no se consideran renovables no gestionables, a excepción de las centrales de agua fluyente. En la historia de estas centrales en España siempre ha existido un mínimo producible hidráulico. Por lo tanto, a la hora de establecer la demanda de seguridad se podría establecer un mínimo de potencia hidráulica que no sería necesario cubrir. Esto provocaría que la potencia de seguridad fuera menor, lo que reduce el pago por capacidad y, por consiguiente, el precio medio final de la energía.

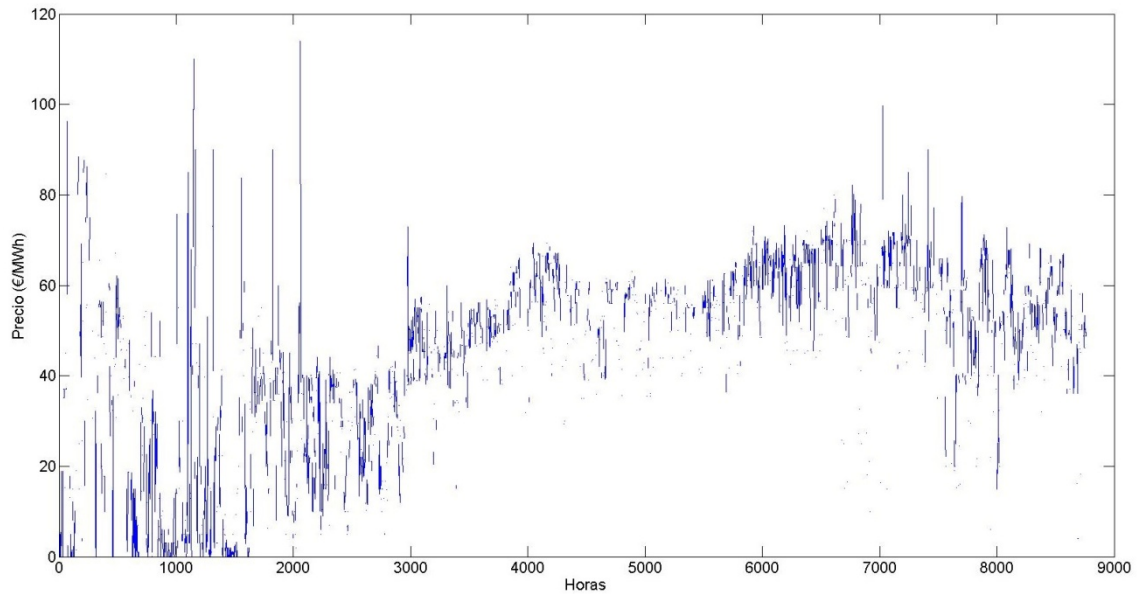
En lo que respecta al precio de la energía, bajo el mismo contexto de incertidumbres, el modelo teórico debería proporcionar un menor precio que el real puesto que se trata de una optimización. A pesar de esto, la suposición más próxima a la realidad llevada a cabo en este estudio corresponde a la realizada tomando un precio bajo de emisiones de CO<sub>2</sub>, en el cual el precio de la energía es ligeramente superior al que hubo realmente en el año 2014. Esto se debe a que el modelo teórico se basa en que las centrales térmicas ofertan sus costes marginales y son las que marcan el precio todo el tiempo, pero en la realidad esto no es así siempre.

A continuación, se van a mostrar los datos de los precios casados en el mercado diario en el año 2014 junto con las tecnologías que marcaron dichos precios. Además, se pueden observar ciertas situaciones que no pueden ser contempladas por el parque óptimo.



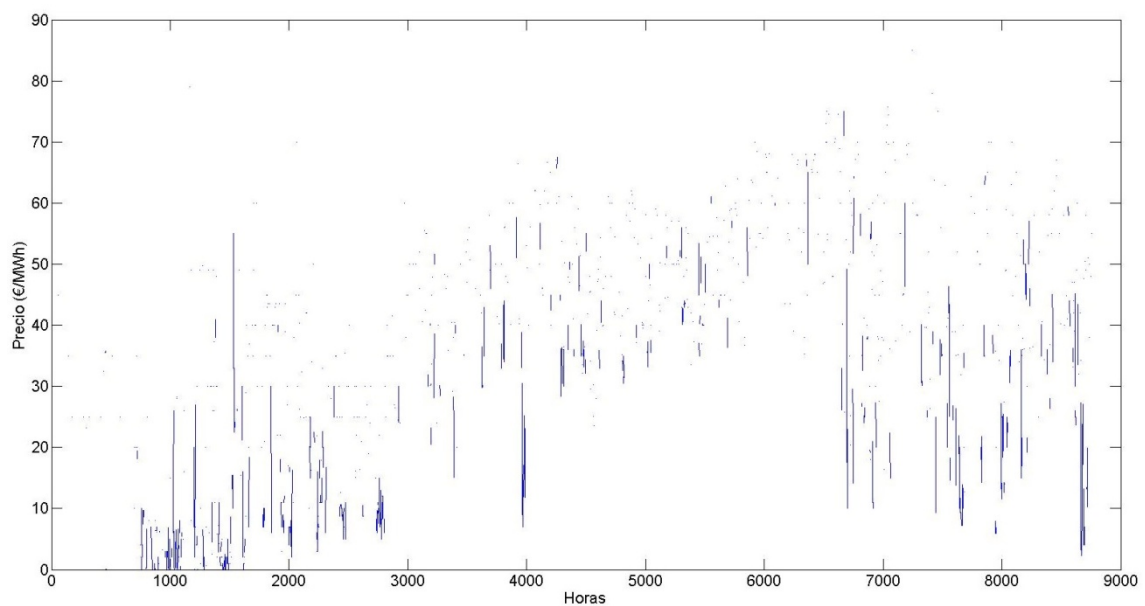
**Figura 27.** Representación de las horas en las que la generación hidráulica por bombeo marca precio.

**Fuente:** [41] y elaboración propia.



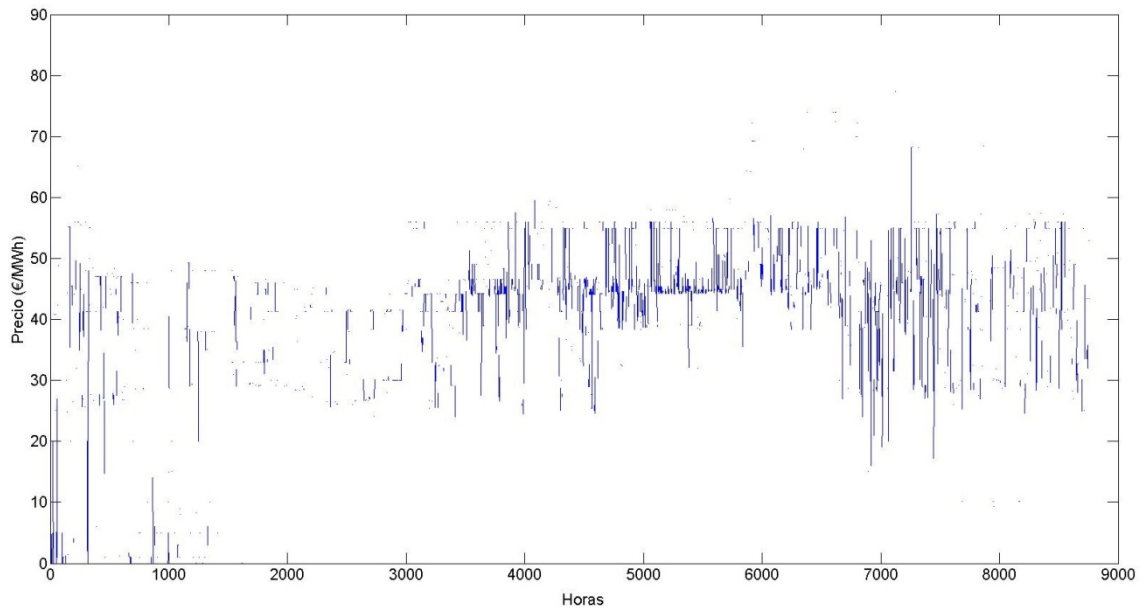
**Figura 28.** Representación de las horas en las que la generación hidráulica normal marca precio.

**Fuente:** [41] y elaboración propia.



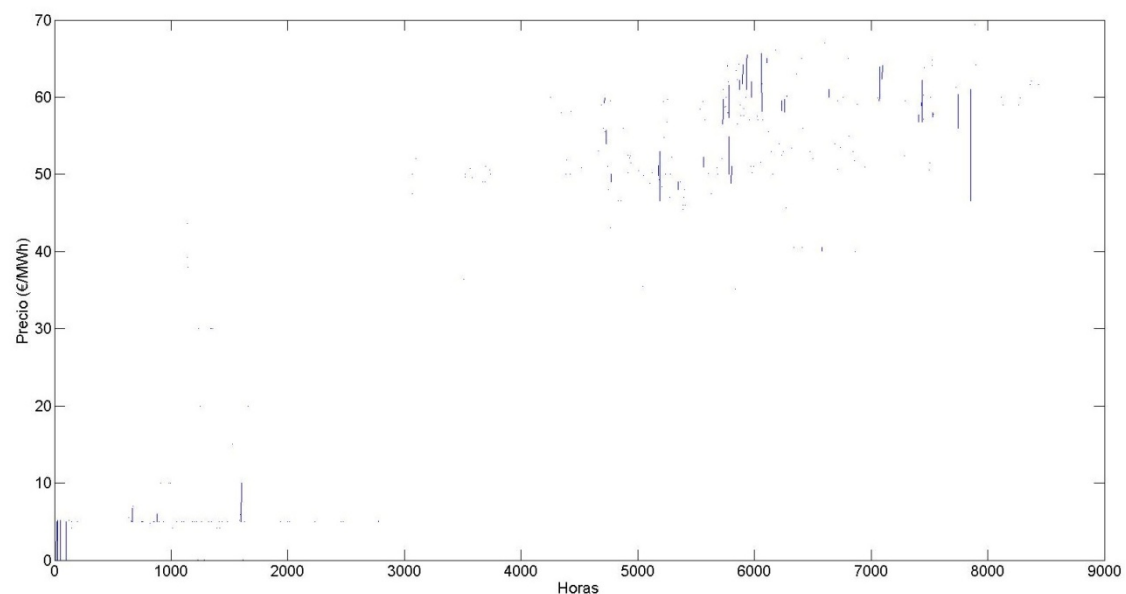
**Figura 29.** Representación de las horas en las que las tecnologías de generación renovable marcan precio.

**Fuente:** [41] y elaboración propia.



**Figura 30.** Representación de las horas en las que la generación térmica convencional marca precio.

**Fuente:** [41] y elaboración propia.



**Figura 31.** Representación de las horas en las que la tecnología de ciclo combinado marca precio.

**Fuente:** [41] y elaboración propia.

Como se puede comprobar, en la realidad no sólo las tecnologías térmicas marcan el precio marginal del sistema sino que la generación hidráulica normal y de bombeo lo hacen durante muchas horas del año y, en menor medida, también las tecnologías renovables. En la Tabla 15 se muestra cómo ha sido el reparto de horas en las que cada tecnología ha marcado precio en el año 2014 así como el porcentaje anual.

	Nº Horas	% Anual
<b>Gen. Bombeo</b>	1423	16,24
<b>Gen. Hidráulica</b>	3990	45,55
<b>Gen. Renovable</b>	1661	18,96
<b>Gen. Convencional</b>	2563	29,26
<b>Gen. Ciclo Comb</b>	471	5,38

**Tabla 15.** Número de horas del año 2014 en las que cada tecnología ha marcado precio y su porcentaje sobre el total del año.

**Fuente:** [41] y elaboración propia.

Respecto a la generación térmica, cabe destacar que el ciclo combinado marca el precio muy pocas horas al año aunque, si bien es cierto, suele hacerlo en torno a sus costes variables. Mientras tanto, la generación térmica convencional hace referencia a las centrales nucleares y de carbón. Sin embargo, como se ha comentado anteriormente, la tecnología nuclear en España hace ofertas a precio cero, siendo las instalaciones de carbón las que realmente fijan el precio. Observando la Figura 30, se puede comprobar cómo esta tecnología marca precio durante bastantes horas al año, correspondiendo normalmente a valores cercanos a sus costes variables.

En cuanto a las tecnologías renovables y de origen hidráulico, es significativo el hecho de que son las tecnologías que más tiempo marcan precio. Aunque en las horas marcadas por las tecnologías de origen hidráulico es posible apreciar cierto grado de estacionalidad, la enorme dispersión de los datos no permite sacar ninguna conclusión interesante al respecto. Esto mismo ocurre con las tecnologías renovables, cuyos precios son tan variables que no permiten vislumbrar ningún patrón destacable.

# Capítulo 7

## Conclusiones

En este capítulo se agrupan y discuten las principales conclusiones extraídas a partir de los resultados del estudio. Aunque éstas ya han sido mencionadas de forma particular a lo largo de los capítulos 5 y 6, aquí se realiza una valoración de forma conjunta.

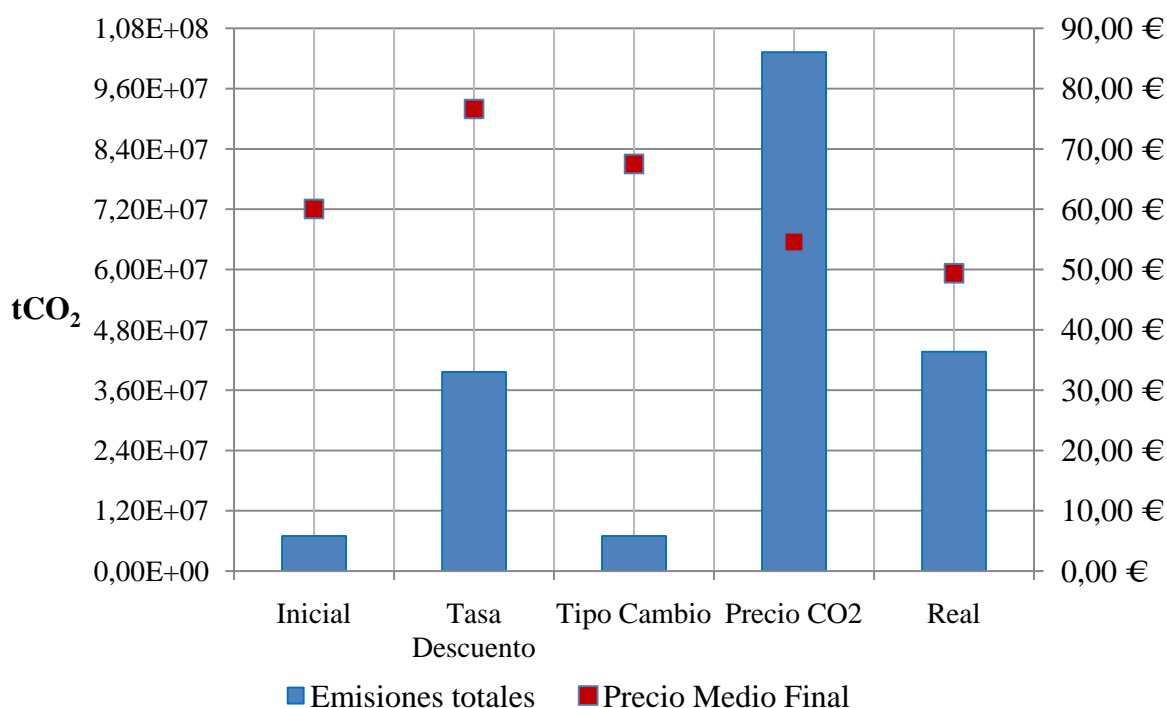
### 7.1. Conclusiones

En este trabajo se han realizado diferentes estudios en función de los parámetros más significativos (tipo de cambio, tasa de descuento y precio de emisiones de CO<sub>2</sub>) de los costes de generación para poder tener en cuenta todas las situaciones posibles en un futuro a corto plazo.

Si nos centramos en los resultados óptimos obtenidos respecto al valor del precio medio final de la energía y la capacidad térmica instalada, se puede apreciar que todos son superiores a los del año 2014.

En el estudio inicial se realizó la optimización del parque de generación tomando una tasa de descuento aceptable y el tipo de cambio fijado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo para todo el 2014. Sin embargo, el precio de las emisiones de CO<sub>2</sub> supuesto corresponde a un valor cercano al óptimo estimado con vistas a cumplir los objetivos marcados en el Protocolo de Kioto para el año 2020. Esto es debido a que el objetivo principal de este trabajo no es la optimización solo en función de la capacidad del parque de generación, sino también teniendo en cuenta la cantidad de emisiones.

A continuación, se compara la cantidad de emisiones que se producirían según los distintos estudios realizados. Con el fin de poder compararlo con la cantidad de emisiones real se usará el primer caso de cada estudio, correspondiente a la energía demandada íntegra del año 2014.



**Figura 32.** Comparativa de la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> y del precio medio final de la energía en función de los diferentes estudios realizados y los valores reales del año 2014.

**Fuente:** [41] y elaboración propia.

Como se puede apreciar, el estudio inicial es el que tiene mejor balance entre precio medio final de la energía y cantidad de emisiones. El estudio en el que se supuso un bajo precio de emisiones de CO<sub>2</sub> es el único que tiene un coste medio final de la energía menor al inicial pero, en su contra, las emisiones aumentan cuantiosamente.

Respecto al estudio basado en un aumento de la tasa de descuento, tanto el precio medio final como la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> se incrementan. Es por ello, que ésta sería una de las peores situaciones posibles.

Por otro lado, el estudio supuesto bajo la hipótesis de un tipo de cambio más actualizado al fijado por el Ministerio para 2014 produciría la misma cantidad de emisiones que el estudio inicial, puesto que la composición de ambos parques de generación es la misma. Sin embargo, esta situación es más desfavorable ya que el precio de la energía aumentaría.

Por último, cabe destacar que aunque los resultados obtenidos en los estudios realizados en los capítulos 5 y 6 no pueden ser comparados de forma directa con los de la situación real, esto sí es posible con la cantidad de emisiones totales. De este modo,

se puede observar como el estudio inicial consigue reducir las emisiones de forma considerable respecto a la situación real.

Haciendo un balance global de todo el trabajo realizado, se demuestra que la inestabilidad política y, sobretudo, económica a nivel mundial provoca un alto grado de incertidumbre en el sector de la energía, lo cual tiene una clara influencia sobre la optimización del parque óptimo de generación. Ante esta situación, resulta difícil predecir de forma precisa como será la evolución de los diferentes parámetros (demanda, costes de generación, etc.) que caracterizan el desarrollo del sector de la producción de energía en un futuro a corto-medio plazo.

Sin embargo, a pesar de esta situación, si es posible comprometerse con la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, ya que el precio de éste debería ser ajeno a la situación política. Al tratarse de una penalización, se debería fijar un precio que tuviera los efectos para los que realmente se creó. Aunque el sector de las emisiones está regulado bajo las reglas de mercado, éste no deja de ser un activo intangible por el que se fijan cuotas con las que finalmente se negocia.

En cuanto a mi experiencia personal, la elaboración de este trabajo ha supuesto un complemento extra a mi formación. Con su desarrollo, he conseguido obtener un alto grado de conocimiento del sector energético, en general, y de la actividad de generación, en particular. La necesidad de vincular al estudio parámetros económicos, teóricamente independientes al sector de la energía, me ha servido para comprender mejor cómo funciona el mercado de la generación de energía en la realidad.

Por otro lado, he necesitado desarrollar mi capacidad de valoración y síntesis para poder filtrar la gran cantidad de información consultada. En este aspecto, cabe resaltar que he tenido gran dificultad a la hora de establecer los datos básicos de los costes, ya que la mayoría de los informes, realizados por organismos internacionales, obtienen resultados diferentes ante suposiciones parecidas. Esto se debe principalmente al alto grado de incertidumbre que rodea al sector, pero también está relacionado con los intereses que defiende cada institución. Debido a esta dificultad de análisis de datos, he necesitado analizar en profundidad y valorar de forma objetiva cada uno de estudios con el fin de seleccionar los datos más adecuados con los que realizar el estudio.



Por último, mis conocimientos de programación en lenguaje M (propio de Matlab) han aumentado de forma considerable, puesto que la manipulación del gran volumen de datos a tratar así lo requería.

## **7.2. Propuesta de mejora**

El modelo teórico aplicado para el cálculo del parque óptimo de generación sólo tiene en cuenta los costes de las tecnologías térmicas, las cuales son las únicas que marcan precio. Sin embargo, en la realidad existen otras tecnologías no térmicas que sí que fijan el precio marginal del mercado, como es el caso de la energía hidráulica.

Una posible mejora de este modelo teórico sería realizar la optimización del parque de generación teniendo en cuenta el efecto que produce la generación hidráulica. Como el producible mínimo hidráulico anual varía, sería necesario realizar un análisis previo sobre la capacidad hidráulica disponible en años secos y húmedos.

## Capítulo 8

### Bibliografía

- [1] J. Usaola García. “Mercados de energía eléctrica”, apuntes de *Regulación de sistemas eléctricos*. Leganés: Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2014.
- [2] J. L. Ríos, J. L. Rapún, G. Relaño, A. Saiz Chiarri. “Mercados de electricidad en Europa”, en *Los nuevos mercados energéticos*. España: Fundación de Estudios Financieros, 2011 [en línea]. Disponible en:  
[http://www.fef.es/new/publicaciones/papeles-de-la-fundacion/item/download/244\\_a569befd2370b4c5fdacfdc7fc3ac4f3.html](http://www.fef.es/new/publicaciones/papeles-de-la-fundacion/item/download/244_a569befd2370b4c5fdacfdc7fc3ac4f3.html).
- [3] Energía y Sociedad, “El mercado mayorista” en *Manual de la energía: Electricidad* [en línea]. Disponible en: <http://www.energiaysociedad.es/pdf/documentos/manuales-energia/manual-electricidad.docx>.
- [4] Operador del Mercado Ibérico (polo) Portugués, “MIBEL”, *omip.pt* [en línea]. Disponible en: <http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/es-ES/Default.aspx> [consulta: Mayo 2015].
- [5] Red Eléctrica de España (REE), *El sistema eléctrico español* (informes anuales comprendidos entre 2000-2014). Disponibles en: <http://www.ree.es/>.
- [6] J. Usaola García. “Planificación de la generación”, apuntes de *Regulación de sistemas eléctricos*. Leganés: Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2014.
- [7] S. Hunt, *Making Competition Work in electricity*, New York: John Wiley & Sons, Inc., 2002.
- [8] Sistema de Información del Operador del Sistema (e-sios). Disponible en: <http://www.esios.ree.es/web-publica/>
- [9] S. Stoft, *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. John Wiley & Sons, Inc., 2002.

- [10] International Energy Agency (IEA), Nuclear Energy Agency (NEA), Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD), *Projected Costs of Generating Electricity, 2010 Edition* [E-book]. Disponible en:  
[https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected\\_costs.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf)  
[consulta: Febrero 2015].
- [11] J. P. Sánchez Mateos, *Costes de capacidad en un mercado eléctrico con energías intermitentes*. Proyecto Final de Carrera. Leganés: Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2011 [en línea]. Disponible en: [http://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/13298/PFC\\_JuanPablo\\_Sanchez\\_Mateos.pdf?sequence=1](http://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/13298/PFC_JuanPablo_Sanchez_Mateos.pdf?sequence=1).
- [12] C. J. Gallego, M. Victoria, “Entiende el mercado eléctrico”, *El Observatorio Crítico de la Energía*, 2ª ed., Octubre 2012 [en línea]. Disponible en:  
[http://observatoriocriticodelaenergia.org/files\\_download/Entiende\\_el\\_mercado\\_electrico.pdf](http://observatoriocriticodelaenergia.org/files_download/Entiende_el_mercado_electrico.pdf) [consulta: Junio 2015].
- [13] Red Eléctrica de España (REE), *El Marco Legal Estable. Economía del sector eléctrico español 1988-1997*. Disponible en:  
<http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/marcolegalestable.pdf>.
- [14] P. Mielgo. “Reflexiones sobre la reforma regulatoria del sector eléctrico”, *Foro de la Sociedad Civil* [en línea]. Disponible en: <http://forosociedadcivil.org/reflexiones-sobre-la-reforma-regulatoria-del-sector-electrico-pedro-mielgo/> [consulta: Junio 2015].
- [15] J. Fabra Utray, “El déficit tarifario en el sector eléctrico español”, *Revista Temas*, sumario nº 210, pg. 52-54 [en línea]. Disponible en: <http://www.xn--fundacinsistema-1rb.es/media/PDF/Fabra210.pdf> [consulta: Junio 2015].
- [16] “Real Decreto 661/2007”, *Boletín Oficial del Estado (BOE)*, nº 126, pg. 22846, 26 de mayo de 2007 [en línea]. Disponible en:  
<https://www.boe.es/boe/dias/2007/05/26/pdfs/A22846-22886.pdf>.
- [17] Energía y Sociedad, “La electricidad en España”, *Manual de la energía: Electricidad* [en línea]. Disponible en:  
<http://www.energiaysociedad.es/pdf/documentos/manuales-energia/manual-electricidad.docx>.

[18] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, “El sector eléctrico”, *www6.mityc.es* (web antigua) [en línea]. Disponible en:

<http://www6.mityc.es/aplicaciones/energia/electricidad/sector/sector.htm>

[19] “Orden IET/1045/2014”, *Boletín Oficial del Estado (BOE)*, nº 150, Sec. I, pg. 46430, 20 de junio de 2014 [en línea]. Disponible en:

<https://www.boe.es/boe/dias/2014/06/20/pdfs/BOE-A-2014-6495.pdf>.

[20] Operador del Mercado Ibérico (polo) Español (OMIE), *Evolución del mercado de energía eléctrica, Junio 2015*. Disponible en:

[http://www.omie.es/files/informe\\_mensual\\_junio\\_2015\\_3.pdf](http://www.omie.es/files/informe_mensual_junio_2015_3.pdf).

[21] “Qué es la CNMC”, *http://cnmc.es/* [en línea]. Disponible en: <http://cnmc.es/es-es/cnmc/sobrelacnmc.aspx> [consulta: Junio 2015].

[22] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), *Informe sobre la propuesta de orden por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica, 21 de enero de 2014*. Disponible en:

[http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/20140205\\_Informe%20CNMC%20sobre%20propuesta%20OM%20peajes%20e%C3%A9ctricos%202014.pdf](http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/20140205_Informe%20CNMC%20sobre%20propuesta%20OM%20peajes%20e%C3%A9ctricos%202014.pdf).

[23] “Ley 54/1997”, *Boletín Oficial del Estado (BOE)*, nº 285, pg. 35097-35126, 28 de noviembre de 1997 [en línea]. Disponible en:

<https://www.boe.es/boe/dias/1997/11/28/pdfs/A35097-35126.pdf>.

[24] “Orden ITC/2794/2007”, *Boletín Oficial del Estado (BOE)*, nº 234, pg. 39690, 29 de septiembre de 2007 [en línea]. Disponible en:

<https://www.boe.es/boe/dias/2007/09/29/pdfs/A39690-39698.pdf>.

[25] “Orden ITC/3127/2011”, *Boletín Oficial del Estado (BOE)*, nº 278, Sec. I., pg. 119533-119541, 18 de septiembre de 2011 [en línea]. Disponible en:

<https://www.boe.es/boe/dias/2011/11/18/pdfs/BOE-A-2011-18064.pdf>.

[26] “Real Decreto-Ley 13/2012”, *Boletín Oficial del Estado (BOE)*, nº 78, Sec. I., pg. 26952, 31 de marzo de 2012 [en línea]. Disponible en:

<http://www.boe.es/boe/dias/2012/03/31/pdfs/BOE-A-2012-4442.pdf>.

[27] “Real Decreto-Ley 9/2013”, *Boletín Oficial del Estado (BOE)*, nº 167, Sec. I., pg. 52106-52115, 13 de julio de 2013 [en línea]. Disponible en:

<https://www.boe.es/boe/dias/2013/07/13/pdfs/BOE-A-2013-7705.pdf>.

- [28] “Real Decreto 134/2010”, *Boletín Oficial del Estado (BOE)*, nº 51, Sec. I., pg. 19123-19136, 27 de febrero de 2010 [en línea]. Disponible en:  
<https://www.boe.es/boe/dias/2010/02/27/pdfs/BOE-A-2010-3158.pdf>.
- [29] “Real Decreto 1221/2010”, *Boletín Oficial del Estado (BOE)*, nº 239, Sec. I., pg. 83983-93993, 2 de octubre de 2010 [en línea]. Disponible en:  
<http://www.boe.es/boe/dias/2010/10/02/pdfs/BOE-A-2010-15121.pdf>.
- [30] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), *IPN 44/10 Procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro 2*. Disponible en:  
<http://www.cnmc.es/desktopmodules/buscadorexpedientes/mostrarfichero.aspx?dueno=1&codigoMetadato=446004>.
- [31] “Real Decreto 1634/2006”, *Boletín Oficial del Estado (BOE)*, nº 312, pg. 46656-46672, 30 de diciembre de 2006 [en línea]. Disponible en:  
<https://www.boe.es/boe/dias/2006/12/30/pdfs/A46656-46679.pdf>.
- [32] “Orden ITC/2370/2007”, *Boletín Oficial del Estado (BOE)*, nº 186, pg. 33442-33451, 3 de agosto de 2007 [en línea]. Disponible en:  
<https://www.boe.es/boe/dias/2007/08/03/pdfs/A33442-33451.pdf>.
- [33] “Orden ITC/2013/2013”, *Boletín Oficial del Estado (BOE)*, nº 313, Sec. I., pg. 89071-89077, 29 de diciembre de 2013 [en línea]. Disponible en:  
<https://www.boe.es/boe/dias/2012/12/29/pdfs/BOE-A-2012-15706.pdf>.
- [34] “Orden IET/346/2014”, *Boletín Oficial del Estado (BOE)*, nº 60, Sec. I., pg. 22573-22581, 11 de marzo de 2014 [en línea]. Disponible en:  
<https://www.boe.es/boe/dias/2014/03/11/pdfs/BOE-A-2014-2603.pdf>.
- [35] Energy Information Administration (EIA), “Electricity Market Module”, en *Assumptions to the Annual Outlook 2014*, pg. 97 [en línea]. Disponible en:  
[http://www.eia.gov/forecasts/aeo/assumptions/pdf/0554\(2014\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/assumptions/pdf/0554(2014).pdf) [consulta: Febrero 2015]
- [36] Sistema Europeo de Negociación de CO<sub>2</sub> (SENDECO2) [en línea]. Disponible en:  
<http://www.sendeco2.com/es/> [consulta: Junio 2015].
- [37] E. G. Sevillano. “La UE ataja el exceso de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>”, *elpais.com*, 8-11-2013 [en línea]. Disponible en:

[http://sociedad.elpais.com/sociedad/2013/11/08/actualidad/1383950315\\_968427.html](http://sociedad.elpais.com/sociedad/2013/11/08/actualidad/1383950315_968427.html)  
[consulta: Junio 2015].

[38] Resolución de 30 de diciembre de 2013, *Boletín Oficial del Estado (BOE)*, nº 313, Sec. I., pg. 107086, 31 de diciembre de 2013 [en línea]. Disponible en:  
<https://www.boe.es/boe/dias/2013/12/31/pdfs/BOE-A-2013-13807.pdf>.

[39] Banco de España, “Tipos de cambio e índices de competitividad hasta agosto de 2015”, *bde.es* [en línea]. Disponible en:  
<http://www.bde.es/webbde/es/estadis/infoest/a2001.pdf> [consulta: Septiembre 2015].

[40] Resolución de 10 de octubre de 2014, *Boletín Oficial del Estado (BOE)*, nº 249, Sec. I., pg. 83384-83388, 14 de octubre de 2014 [en línea]. Disponible en:  
<https://www.boe.es/boe/dias/2014/10/14/pdfs/BOE-A-2014-10399.pdf>.

[41] Operador del Mercado Ibérico (polo) Español, “Resultados del Mercado”, *omie.es* [en línea]. Disponible en: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>.

[42] Resolución de 18 de mayo de 2009, *Boletín Oficial del Estado (BOE)*, nº 129, Sec. I., pg. 44368, 28 de mayo de 2014 [en línea]. Disponible en:  
<https://www.boe.es/boe/dias/2009/05/28/pdfs/BOE-A-2009-8813.pdf>.